

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра Моделирования физических процессов и систем

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ В ГЭК
Заведующий кафедрой

к. ф. –м. н



Р.М. Ганопольский
2022 г.

09.06.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

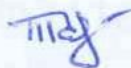
магистерская диссертация

МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СНИЖЕНИЯ ОБВОДНЁННОСТИ
ПРОДУКЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ФИЗИКО-
ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА
НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

16.04.01 Техническая физика

Магистерская программа «Физика недр»

Выполнила работу
студентка 2 курса
очной формы обучения
Научный руководитель
к. ф. –м.н.,
доцент



Ковальчук Татьяна Николаевна

Консультант
инженер 2й категории,
ТюмГУ, ФТИ



Шевелев Александр Павлович

Рецензент
старший научный сотрудник
ООО "ГазпромВНИИГАЗ"



Гильманов Александр Янович



Кряжев Всеволод Александрович

Тюмень
2022 год

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ	9
ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СВОЙСТВ ПОЛИМЕРА	13
ГЛАВА 3. МЕХАНИЗМ УДЕРЖИВАНИЕ МОЛЕКУЛ ПОЛИМЕРА ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ.....	17
ГЛАВА 4. НЕДОСТУПНЫЙ ОБЪЁМ ПОР	21
ГЛАВА 5. ФАКТОР СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ РАСТВОРА ПОЛИМЕРА	24
ГЛАВА 6. РЕШЕНИЕ ПРЯМОЙ ЗАДАЧИ О ДВИЖЕНИИ ОТОРОЧКИ РЕАГЕНТА С УЧЕТОМ АДСОРБЦИИ И НЕДОСТУПНОГО ОБЪЁМА ПОР.....	26
ГЛАВА 7. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПАРАМЕТРОВ АДСОРБЦИИ И НЕДОСТУПНОГО ОБЪЁМА ПОР	33
ГЛАВА 8. РАЗРАБОТКА ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО АЛГОРИТМА ДЛЯ РЕШЕНИЯ СИСТЕМЫ МАТЕМАТИЧЕСКИХ УРАВНЕНИЙ	33
ГЛАВА 9. РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ УРАВНЕНИЯ, ПОЛУЧЕННОГО В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ ПРИ РЕШЕНИИ СИСТЕМЫ УРАВНЕНИЙ	40
ГЛАВА 10. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ. ВЕРИФИКАЦИЯ ПРЕДЛАГАЕМОЙ ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ С УЧЕТОМ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ	41
ГЛАВА 11. ВЫРАВНИВАНИЕ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ.....	42
ГЛАВА 12. ТЕХНОЛОГИЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ	43
ГЛАВА 13. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СНИЖЕНИЯ ОБВОДНЁННОСТИ	43
ГЛАВА 14. ПРИМЕР РАСЧЕТОВ ДЛЯ ОДНОЙ СКВАЖИНЫ	45
ГЛАВА 15. РЕЗУЛЬТАТЫ	46

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	46
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	48

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время, значительная часть крупных месторождений Российской Федерации находятся на поздней стадии разработки. При этом на Западную Сибирь, приходится 55% российской добычи нефти, и она является основным добывающим регионом страны. Следует отметить, что обводненность нефти на таких месторождениях имеет высокие значения, приблизительно более 90%. В таблице 1 указаны значения обводненностей

Месторождение	Обводненность
Самотлорское	>95%
Ромашкинское	>95%
Приобское	>90%
Лянторское	>95%

Таблица 1. Обводненность крупных месторождений для Самотлорского, Ромашкинского, Приобского и Лянторского месторождений нефти. Большинство уникальных и самых крупных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа, в которых находится приблизительно 67% запасов Западной Сибири, имеет выработанность от 65% до 85%. При этом среднее значение обводненности нефти по этим месторождениям составляет порядка 72-92% [2]

По причине обводнения скважин происходит увеличение себестоимости нефти, ввиду того, что добыча попутной воды требует больших дополнительных финансовых затрат. По этой причине большая часть скважин добывает нефть механизированным способом. Поскольку добыча высокообводненной нефти является не рентабельной для большинства нефтяных скважин, такие скважины, как правило, заносятся в бездействующий фонд.

Поэтому, в связи с необходимостью увеличения коэффициента извлечения нефти следует продлевать период разработки месторождения, а значит и снижать обводненность продукции. Для этого применяются технологии выравнивания профиля притока. Таким образом, имеется необходимость прогнозировать

снижение обводнённости продукции добывающих скважин при применении физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, а значит тематика данной работы является актуальной.

Следует отметить, что в настоящее время активно применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН), для которых требуется применение полимера. При этом границы применимости таких методов являются достаточно широкими. В таблице 2 представлен диапазон значений для вязкости нефти, температуры, проницаемости и минерализации, при которых применяется полимерное заводнение [2].

Параметр	Текущий диапазон применения
Вязкость нефти, Па·с	<10,0
Температура, °С	<140
Проницаемость, мкм ² ·10 ⁻³	>10
Минерализация, г/л	<270

Таблица 2. Текущий диапазон применения МУН с использованием полимера

Выбор определенного физико-химического метода увеличения нефтеотдачи основывается на данных прогноза, рассчитанных по существующим моделям. Тем не менее, при практическом применении данных, полученных в результате, с помощью этих программных средств был определен ряд вопросов, которые не решены в настоящее время [8]. К таким вопросам относятся в том числе: каким образом находить значение константы адсорбции-удерживания реагентов для образцов кернового материала не разрушая его, как определить недоступный объём пор в случае движения высокомолекулярных реагентов через пористую среду и другие. Также следует учитывать сложность в применении некоторых существующих моделей.

Определение удерживания полимера является сложной задачей при транспортировке полимера через пористую среду. В статье [9] указывается, что предыдущие исследования не изучали удерживание, учитывая, что размер пор существенно зависит от проницаемости. Удерживание важно не только для

расчетов потерь полимера, но и для расчета проницаемости. По этой причине необходимо точное представление удерживания полимера в зависимости от размера пор. В исследовании [9] предлагается новый метод корреляции снижения проницаемости с радиусом поры. Предлагаемый авторами метод улучшает оценку снижения проницаемости для керна как с низкой, так и с высокой проницаемостью. При этом, авторы оценивают полимерное заводнение с расчетным снижением проницаемости предложенным методом в промысловой модели.

Таким образом, ввиду вышеперечисленного целью данной работы является анализ влияния характеристик эффективности процесса выравнивания профиля приемистости на снижение темпа прироста обводненности при применении физико-химических методов увеличения нефтеотдачи.

Для реализации этой цели были поставлены следующие задачи:

- 1) Разработать математическую модель определения констант адсорбции и удержания по результатам фильтрационных экспериментов без разрушения образцов породы.
- 2) Рассчитать коэффициент перераспределения потоков и среднее значение проницаемости пропластков в призабойной зоне нагнетательной скважины после воздействия на основе модели глубокого проникновения дисперсных частиц в пористую среду.
- 3) Разработать суррогатную модель снижения темпа прироста обводненности продукции добывающей скважины в результате воздействия на нагнетательную скважину.
- 4) Рассчитать снижение темпа прироста обводненности при различных значениях коэффициента перераспределения потоков.

Научная новизна состоит в том, что впервые предложен комплекс исследований и расчетов, позволяющий спрогнозировать снижение обводнённости продукции добывающих скважин.

В результате работы была предложена методика прогнозирования снижения обводнённости; с помощью разработанной математической модели

определены значения коэффициента повреждения породы, недоступного объема пор, максимального удерживания удержания, константы Генри и коэффициента фильтрации с использованием предоставленных лабораторных экспериментов; на основе полученных значений коэффициентов фильтрации и повреждения породы рассчитаны коэффициент перераспределения потоков и среднее значение проницаемости пропластков в призабойной зоне нагнетательной скважины после воздействия на основе модели глубокого проникновения дисперсных частиц в пористую среду; разработана суррогатная модель, показавшая снижение темпа прироста обводненности продукции добывающей скважины в результате воздействия на нагнетательную скважину; установлено, что с увеличением коэффициента перераспределения потоков возрастает темп падения обводненности; спрогнозировано снижение обводнённости продукции добывающих скважин при применении физико-химических методов увеличения нефтеотдачи.

ГЛАВА 1. ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Ввиду того, что запасы углеводородов истощаются и цены на нефть являются достаточно неустойчивыми методы увеличения нефтеотдачи (МУН) приобретают все больший интерес. На данный момент средний мировой коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет около 35 % от начальных запасов с учетом применения вторичных методов повышения нефтеотдачи пласта, преимущественно закачки воды в пласт. При этом, следует отметить, что применение методов увеличения нефтеотдачи с самого начала разработки месторождений считается необходимостью некоторыми добывающими компаниями. Наибольший процент применения в данный момент в мире приходится на долю физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. Например, такие разновидности МУН как полимерное [1, 2], ПАВ-полимерное заводнение [3] уже применяются достаточно широко и при этом демонстрируют большие потенциальные возможности.

При заводнении где одной из основных проблем является контроль подвижности закачиваемой фазы. Добавление полимера к закачиваемой воде снижает коэффициент подвижности, что приводит к повышению эффективности заводнения, особенно при добыче вязкой нефти. Из различных составов полимеров для увеличения нефтеотдачи, в том числе, особенно многообещающими являются недавно разработанные ассоциативные водорастворимые полимеры [4].

Полимерное заводнение – это хорошо зарекомендовавший себя коммерчески доступный физико-химический метод увеличения нефтеотдачи. Этот метод в основном используется в песчаниках с ограниченным применением в карбонатах из-за суровых условий коллектора с высокой температурой и высокой соленостью [5].

Среди преимуществ полимерного заводнения, по сравнению с другими физико-химическими методами, позволяющими увеличить коэффициент

извлечения нефти, выделяют широкий диапазон применения и относительно низкий риск.

Концептуально заводнение полимером довольно просто: водорастворимый полимер смешивается с закачиваемой водой для увеличения его вязкости, достижения более благоприятного коэффициента подвижности и улучшения характеристик заводнения. Однако физика полимерного заводнения довольно сложна. Вязкость раствора полимера зависит от концентрации полимера, присутствия солей, температуры и скорости сдвига раствора, когда он течет через пористую среду. Некоторое количество полимера может удерживаться в поровых каналах меньшего размера или адсорбироваться на породе, снижая его концентрацию и снижая эффективную проницаемость водной фазы. Полимер также может со временем разлагаться, теряя способность увеличивать вязкость воды. В результате этих и других сложностей надлежащее проектирование и оценка полимерного заводнения могут оказаться сложной задачей. Поэтому, считается, что это требует строгого подхода, сочетающего учет характеристик коллектора, лабораторные испытания, моделирование коллектора, проектирование оборудования и полевые испытания [6].

В данный момент метод полимерного заводнения используется на месторождениях с легкой и тяжелой нефтью. При этом применяющиеся полимеры обладают способностью выдерживать высокий уровень минерализации и высокие температуры в течение длительного периода времени.

Как правило полимерное заводнение применяется в следующих случаях. Во-первых, если отношения подвижности воды и нефти при заводнении водой является неблагоприятным. При этом неэффективное вытеснение, которое имеется, может провоцировать ранний прорыв воды с дальнейшим длительным периодом двухфазной добычи при увеличивающемся значении обводненности. В таком случае непрерывная закачка полимера может позволять улучшить коэффициент охвата. Во-вторых, если имеется возможность снизить подвижность воды в высокопроницаемых областях путем закачки полимера. При

этом будет поддерживаться вытеснение нефти из низкопроницаемых пропластков. В том числе, при некоторой степени неоднородности пласта.

Известны случаи применения полимерного заводнения на месторождениях как небольших, так и крупных масштабов, как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах [6]. Этот метод было успешным МУН пластов из песчаника на протяжении десятилетий. Распространение полимерного заводнения на карбонатные резервуары было сложной задачей из-за потерь на адсорбцию и доступности полимера для резервуаров с высокой температурой и соленостью. Удержание является ключевым фактором при применении полимерного заводнения в карбонатных коллекторах [7, 2].

В случае рассмотрения закачки полимера в карбонаты с целью увеличения нефтеотдачи для подбора наиболее эффективных реагентов необходима хорошая изученность пласта и проведение основательных лабораторных исследований.

Приводимые ниже основные скрининговые параметры в таблице 3 относятся как к песчаникам, так и к карбонатам. Таким образом, выбор полимерного заводнения в качестве метода увеличения нефтеотдачи целесообразен при выполнении условий, приведенных в таблице 3, отсортированных по уровню значимости.

Фактор	Требование
литология	песчаник (или карбонат)
текущая нефтенасыщенность	необходимо, чтобы была выше остаточной нефтенасыщенности
трещиноватость	отсутствие значительных трещин
температура пласта	ниже 140 °С
проницаемость	выше $10 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$
вязкость нефти в пласте	$< 10 \text{ Па} \cdot \text{с}$
газовая шапка	ее наличие нежелательно (газовая шапка хорошо забирает давление)
водоносный горизонт:	наличие подошвенной воды нежелательно (риск растворения, если вода не изолирована)
изменение проницаемости/Dykstra – Parson:	$0,1 < DP < 0,8$
участок заводнения	ограниченный, небольшое расстояние между скважинами

Таблица 3. Основные скрининговые параметры эффективности полимерного заводнения

В случае, когда условия, приведенные в таблице 3 соблюдаются для рассматриваемых пластов, вероятность того что полимерное заводнение будет эффективно по физическим показателям с является высокой. При этом экономическую эффективность с точки зрения следует рассчитывать отдельно, поскольку это в большой степени зависит от конкретного месторождения [2].

Теоретическая база, лежащая в основе методов моделирования применяемых в настоящее время, была заложена в конце 80-х годов прошлого века. К данному моменту времени эти методы легли в основу так называемых композиционных моделей или моделей многокомпонентной фильтрации.

Разработанные к настоящему времени модели учитывают разнообразные эффекты, происходящие при движении растворов химически активных реагентов через пористую среду.

Например, в статье [2] рассматриваются основные особенности проектирования закачки полимера в нефтеносные пласты, сформулированы критерии подбора месторождений и пластов. При этом, приводится руководство по выбору наиболее подходящего участка и оборудования для пилотной закачки полимера. Приведены как данные лабораторных исследований, проведенных в целях подбора наиболее эффективного полимера, так и практические результаты применения метода в целях максимального увеличения эффективности разработки месторождения и получения сведений, необходимых для дальнейшего расширения применения технологии на больших участках и в конечном счете для повышения нефтеотдачи пласта [2].

ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СВОЙСТВ ПОЛИМЕРА

Точное определение свойств полимера в пористых средах является важным входным требованием при моделировании пласта для увеличения нефтеотдачи полимеров, как отмечается в том числе в работе [10]. Данные, относящиеся к вязкости на месте и удержанию полимера, являются важными параметрами, которые будут определять производительность и экономичность применения. В пластовых условиях получение точных в достаточной степени данных не является прямым процессом, а требует чрезвычайно тщательных и воспроизводимых экспериментов по заводнению керна. С целью оценки необходимых параметров авторы работы [10] обращаются к вопросу о процедурах заводнения керна, которые лучше всего подходят для оценки полисахаридных полимеров для применения в полевых условиях. Заводнение керна в условиях пласта должно проводиться на буровых установках на основе цветных металлов, чтобы исключить серьезную закупорку забоя гелями Fe (III), которые могут образовываться, когда Fe (III) присутствует в концентрациях более 3 ppm. Другие источники закупорки забоя, включая микрогели и неполное растворение полимера, должны быть тщательно определены количественно. Свидетельство блокирования поверхности можно быстро оценить по поведению фактора остаточного сопротивления (RRF), и измерение RRF во всем диапазоне скоростей потока важно для характеристики поведения полимера. Количественная оценка этих эффектов производится в данный момент только в экспериментах с несколькими портами давления или с двумя последовательно подключенными сердечниками. Из экспериментов, проведенных на множестве полисахаридов и пористых сред с использованием описанных выше процедур, нескольких важных пористых сред с использованием описанных выше процедур, сообщается о нескольких важных выводах. Все исследованные полимеры после полной количественной оценки влияния давления закупоривания поверхности показали ньютоновское плато при низких скоростях сдвига. Наблюдаемое плато вязкости пористой среды при низких скоростях сдвига. Наблюдаемая вязкость

пористой среды была ниже, чем вязкость основной массы, как с присутствием нефти, так и без нее, и может быть объяснена явлением скольжения. Присутствие остаточной нефтяной фазы приводит к более низкой вязкости водного полимера, чем вязкость, рассчитанная на основе простых аргументов относительной проницаемости. Показано, что вязкость полимера является функцией извилистости и смачиваемости пор, причем наибольшая потеря вязкости наблюдается в системах с высоким содержанием воды. Таким образом, удерживание полимера зависит от, в том числе, типа полимера. В некоторых случаях показано, что удерживание полимера в остальной части очень низкое (менее 10). Таким образом, удержание полимера зависит от типа породы и процедур подготовки. во всех случаях был измерен значительный недоступный объем пор (IPV) 0,15–0,22 [10].

При заводнении керн в лаборатории полимерные растворы, используемые для повышения нефтеотдачи пластов, такие как частично гидролизованные полиакриламиды, часто прорываются при закачке менее 1 PV по сравнению с прорывом чистой воды. Быстрый прорыв ошибочно используется для определения отношения пор, доступных для полимера, к общему PV (доступному PV). Путем численного моделирования и анализа стационарного состояния авторы статьи [11] показывают, что быстрый прорыв таких полимерных растворов не является показателем доступной PV. Единственный вывод, который можно сделать из времени прорыва раствора полимера, - это то, что раствор полимера движется быстрее, чем вода. Время прорыва зависит от концентрации вводимого полимера и скорости сдвига. Так результаты [11] существенно влияют на интерпретацию течения полимера в пористой среде.

Лабораторные эксперименты по заводнению с растворами полимеров в кернах песчаника обычно проводятся для изучения механизмов процессов полимерного заводнения, а также для измерения свойств, которые описывают процесс. В работе [12] с помощью индикаторного теста с использованием неорганических солей был измерен недоступный объем пор для полимеров ксантанового типа и склероглюканового типа. Величину недоступного объема

пор необходимо было учитывать при определении изотерм удерживания для этих полимеров в экспериментах по заводнению керна.

Следует отметить, что в настоящее время цифровая порода превратилась в сильную альтернативу лабораторному заводнению керна, позволяя оптимизировать агент МУН с помощью цифрового представления структуры пор с высоким разрешением, детальную цифровую модель флюида как пластовых флюидов, так и агентов МУН, а также физическую породу-агент МУН-пластовый флюид взаимодействия, таким образом, обеспечивая несколько точек калибровки, чтобы гарантировать, что калибровка конечно-разностной модели и масштабирование сохраняют поведение процесса. Так в исследовании [13] обсуждается использование цифровых решений для горных пород при применении МУН, в частности, о преобразовании результатов в числовые модели конечных разностей, устранении присущей лабораторным измерениям неопределенности и предложении универсальной стратегии масштабного моделирования, которая учитывает оба эффекта неоднородности и характеристика агента МУН в процессе масштабирования. В статье [13] рассматриваются проблемы масштабирования химического заводнения, в частности полимера, с использованием реального случая нагнетания полимера, когда доступны цифровые данные о породе, заводнения керна и, что более важно, пилотные результаты для проверки и подтверждения наших наблюдений.

В статье [4] экспериментально и численно исследован недоступный объем пор (IPV), снижение проницаемости (R_k) и характеристики межфазного натяжения трех ассоциативных полимеров с различной молекулярной массой и, для справки, обычного гидролизованного полиакриламида. Предыдущие исследования тех же ассоциативных полимеров показали хорошую вторичную и третичную эффективность извлечения нефти при вытеснении вязкой нефти 140 сП. Насколько нам известно, это первое исследование, в котором наблюдались и сообщались свойства IPV - R_k этих ассоциативных полимерных растворов. Так же обсуждаются различия между классической интерпретацией, аналитической

интерпретацией и численной реализацией IPV, а также адекватность обычного IPV-R к описания управления подвижностью полимера.

Контроль соответствия при заводнении может быть улучшен за счет использования растворов полимеров. Добавление полимера к водной фазе приводит к более высокой вязкости, и возможно согласование фаз приводит к более высокой вязкости, и можно согласовывать вязкость более вязкой масляной фазы. в этом приложении для управления подвижностью согласование вязкости снижает склонность водной фазы к проникновению и обходу масляной фазы внутри пористой матрицы. Полимеры также могут использоваться для контроля профиля в слоистых коллекторах с полосами высокой проницаемости. Раствор полимера предпочтительно попадает в слои с высокой проницаемостью. Последующая закачка воды будет отклоняться вокруг медленно движущейся полимерной пробки в слои с более низкой проницаемостью, что приводит к образованию полимерной пробки в слои с более низкой проницаемостью, это в свою очередь приводит к большей эффективности охвата [10].

Также, например, поведение потока биополимера моделировалось с учетом адсорбции, вязкости, плотности, солености, неньютоновского, недоступного объема пор, снижения проницаемости и эффектов разложения. Моделирование проводилось как во вторичном, так и в третичном режимах закачки. Исследование также включает в себя описание отбора полимеров, измерения реологических свойств и проектирования для адаптации высокотемпературных и высокосолёных карбонатных коллекторов [5]. Для определения возможности модификации методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока в скважины путем добавления в их процесс растворителей было проведено сравнительное гидродинамическое моделирование трех вариантов обработки призабойной зоны и последующая оценка их экономического эффекта [14]. Также моделируются удержание полимера и его влияние на текучесть. В дополнение к описанию этих возможностей обсуждаются численные схемы, используемые для решения потоковых задач, и представлены примеры приложений [6].

ГЛАВА 3. МЕХАНИЗМ УДЕРЖИВАНИЕ МОЛЕКУЛ ПОЛИМЕРА ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

При движении полимера в пористой среде выделяют три основных механизма их взаимодействия: гидродинамическое удерживание, механическое удерживание молекул и физическую адсорбцию. Гидродинамическое удерживание определяется перераспределением течения между порами, значительно отличающимися друг от друга по размерам. Механическое удерживание молекул, предполагает удерживание молекул с высоким эффективным радиусом взаимодействия в тонких и тупиковых порах [15].

Следует определить кинетику адсорбции и равновесную изотерму адсорбции. Классический подход предполагает запись закона баланса концентрации реагента в растворе (далее для определенности раствор будем считать водным), который за счет Ван-дер-Ваальсовых сил и водородных связей был адсорбирован на внешней поверхности минералов пористой среды [16, 17]. Запишем выражение, которое называется изотермой адсорбции (закон Лэнгмюра) [18]:

$$a_e = \frac{\Gamma c}{1 + \beta c}, \quad (1)$$

Выражение (1) справедливо в случае, если концентрации реагента, адсорбированного на поверхности пор и реагента, находящегося, в растворе не зависят от времени, к выражению такого вида приводят преобразования законов сохранения реагента при его движении в пористой среде.

где Γ – константа Генри, a_e и c – равновесная концентрация адсорбированного реагента и концентрация реагента в растворе, β – параметр, который определяет максимальное значение концентрации адсорбированного реагента.

Наибольшее значение адсорбции определяется выражением $a_{em} = \Gamma/\beta$. Для случая, когда концентрации достаточно малы, закон Лэнгмюра преобразуется в закон Генри $a_e = \Gamma c$.

Следует отметить, что в классическом случае равновесие, которое достигается путем повышения концентрации реагента в водном растворе, определяет такие же значения концентрации адсорбированного вещества, которые получаются при снижении значения этой концентрации в растворе. Таким образом, в случае прохождения оторочки реагента через образец породы адсорбцию реагента можно будет наблюдать на переднем фронте оторочки, при этом десорбцию – на заднем фронте оторочки. Впоследствии действия этих процессов весь объем реагента будет выходить из, рассматриваемой пористой среды, а остаточная адсорбция будет равна нулю.

Тем не менее, в коллекторе (пористой среде насыщенной нефтью) с большим разбросом диаметров капиллярных каналов преобладающими являются гидродинамическое и механическое удерживание высокомолекулярных молекул водного раствора полимера [19, 20, 21, 22]. Разграничить между собой эти два механизма весьма затруднительно. Основным критерием для определения различия между ними считается то, что механическое удерживание не является функцией скорости течения реагента и является необратимым. При этом гидродинамическое удерживание зависит от скорости [21] и является частично обратимым [19]. Будем считать, что необходимый реагент это частично гидролизированный полиакриламид, при этом не ограничивая общности предлагаемого подхода, поскольку данный вид полимера, является наиболее распространенным для применения в нефтяной промышленности. Основными параметрами, которые определяют удерживание полимера, являются абсолютная проницаемость (размеры поровых каналов), скорость фильтрации, молекулярный вес полимера, тип породы и наличие остаточной нефтенасыщенности, что отмечается в значительном числе исследований [16, 19, 21].

Работы [23, 21] посвящены моделированию процесса удерживания при фильтрации полимера. В работе [21] удерживание и адсорбция полимера принимаются равновесными процессами и описываются одинаковыми по структуре формулами:

$$a_e = \lambda_e c \left(1 - \frac{a_e}{a_{emax}}\right), a_m = \lambda_m c \left(1 - \frac{a_m}{a_{mmax}}\right) \quad (2)$$

Индекс e используется для адсорбированной части полимера, m – для удержанной части полимера в выражении (2). Эмпирический коэффициент λ_e является константой, а λ_m – функция, которая линейно зависит от скорости потока. В работе [21] авторами были оценены и сопоставлены максимальные значения удержанного и адсорбированного частей полимера с помощью решение обратной задачи и анализа экспериментальных данных.

В работе [23] вводится предположение, что удерживание происходит не равновесно и описывается законом следующего вида:

$$\frac{\partial a_m}{\partial t} = \lambda_m(a_m)cu, \quad (3)$$

где u – скорость потока воды.

При этом равенство (3) справедливо, если физическая адсорбция является равновесной и обратимой.

Подход, описываемый авторами работы [23] позволяет моделировать помимо потерь полимера, еще и дисперсионное размытие фронтов оторочки. Соотношение между максимальной адсорбцией и удерживанием полимера по оценкам этих исследований [23, 21] сопоставимо и составляет около 4/6.

В случае если удерживание высокомолекулярных реагентов является необратимым и равновесным, то прокачка оторочки с произвольной концентрацией реагента будет происходить при максимальной величине удерживания. При этом удерживание будет функцией, зависящей от скорости потока: $a_m = a_{mmax}(u)$.

Суперпозиция законов удерживания полимера и равновесной адсорбции приводят к функции следующего вида:

$$a = \frac{\Gamma c}{1 + \beta c} + a_{mmax} \quad (4)$$

или то же самое в другом виде

$$a = \frac{\Gamma c + a_{mmax}}{1 + \beta c}, \quad (5)$$

где, введенное обозначение G расписывается в виде

$$G = \Gamma + a_{mmax}\beta. \quad (6)$$

Равенства (4) или его другой вид (5) также будем называть изотермой адсорбции-удерживания.

Итак, неизвестными являются следующие величины: константа Генри Γ , максимальная концентрация адсорбированного реагента a_{emax} , максимальная концентрация удержанного в пористой среде реагента a_{mmax} .

В заключении, отметим две часто встречающиеся ошибки, возникающие при определении констант адсорбции-удерживания экспериментальном способом. Первая ошибка заключается в применении метода материального баланса реагента, закачанного в пористый образец и полученного на выходе. Такой расчет позволяет определить только удерживание реагента a_{mmax} . Вторая заключается в определении констант после дезинтеграции образца породы и исследовании взаимодействия порошка с раствором реагента. В данном случае исключается удерживание реагента, и еще очевидно, что удельная поверхность пористой среды, а значит и удельное содержание адсорбционных центров в керновом образце и дезинтегрированной породе различаются в значительной степени.

ГЛАВА 4. НЕДОСТУПНЫЙ ОБЪЁМ ПОР

В работе [24] был впервые отмечен термин, характеризующий данный эффект «недоступный объём пор», при фильтрации высокомолекулярных растворов полимера. Этот эффект проявляется в опережающем прорыве полимера при движении через образец породы (при движении оторочки водного раствора полимера через линейный образец пористой среды, заполненный той же водой, полимер появляется на выходе из образца после его прокачки в объёме меньшем чем поровый объём). Считается, что недоступный объём пор представляет часть порового пространства с наиболее “узкими” порами, сравнимыми по размерам с эффективными размерами молекул полимера.

В случае поровое пространство разделить на доступный и недоступный объёмы и предположить, что вода движется по всему поровому объёму, а полимер при этом движется исключительно через доступный объём, тогда в таком случае концентрация полимера в доступном объёме будет возрастать, однако на выходе полимер должен появиться только после прокачки одного порового объёма. Закон Дарси для движения воды в пористой среде воды в этом случае имеет классический вид:

$$mS_w v_1 = - \frac{k k_{rw}(S_w)}{\mu_w} \text{grad} P, \quad (7)$$

где m – пористость породы, S_w – водонасыщенность породы, v_1 – истинная скорость водной фазы ($u = m v_1$), μ_w – вязкость водной фазы, k_{rw} – относительная фазовая проницаемость водной фазы, P – поровое давление k – абсолютная проницаемость породы.

Такой подход противоречит экспериментальным данным [25, 26]. Из этого следует, что полимер не попадает в недоступный объём пор, при этом еще и частично блокирует его для движения воды [26]. С учетом этого закон Дарси запишется как:

$$m(S_w - S_{ipv}) v_2 = - \frac{k k_{rw}(S_w - S_{ipv})}{\mu_w} \text{grad} P, \quad (8)$$

где S_{ipv} – водонасыщенность недоступного объема пор, v_2 – скорость водной фазы.

Отметим, что при такой записи закона Дарси для воды в присутствии полимера, появляется фактор сопротивления R_w , равный:

$$R_w = \frac{1}{k_{rw}(S_w - S_{ipv})}, \quad (9)$$

в то время как для нефти подвижность не меняется или меняется незначительно, что для полимера подтверждается экспериментально [15].

ГЛАВА 5. ФАКТОР СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРИ ДВИЖЕНИИ РАСТВОРА ПОЛИМЕРА В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Еще одним значимым фактором при моделировании фильтрации растворов полимеров в пористой среде считается фактор сопротивления. Для измерения вязкости раствора существуют различные типы вискозиметров. У большинства полимеров присутствует зависимость вязкости от скорости сдвига. Тем не менее при фильтрации через образец породы с известными свойствами выясняется, что измеряемый перепад давления выше, чем рассчитанный из закона Дарси. Это явление учитывается с помощью параметра, который называется фактор сопротивления или коэффициент повышения вязкости [15]. Его экспериментальное определение предполагает сопоставление данных, полученных на реовискозиметре и на фильтрационной установке. Увеличение значения фактора сопротивления пористой среды как правило связывают с удерживанием полимера.

Различают два фактора сопротивления: первый проявляется для воды после прохождения оторочки полимера RRF, второй – при движении раствора полимера через пористую среду RF.

Следует отметить, первый RRF обусловлен только необратимой частью удержанного полимера, который остается после прохождения оторочки, в свою очередь второй фактор сопротивления RF – физической адсорбцией и удерживанием молекул полимера.

Поскольку удерживание полимера в пористой среде определяется соотношением эффективных размеров молекул и средним радиусом поровых каналов, то главными факторами, влияющими на факторы сопротивления, будут молекулярная масса полимера и проницаемость пористой среды. В [16] показано, что для карбонатной пористой среды при проницаемости порядка 10 Д удерживание полимера составляет 0,155 мг/г породы, а факторы RF и RRF имеют порядок 10 и 1, а для проницаемости 45 мД удерживание возрастает до 0,53, а факторы сопротивлений возрастают до значений 120 и 15 соответственно.

Более того удержанный полимер действует селективно на водную и углеводородную фазы. Для углеводородной фазы фактор сопротивления обычно на порядок меньше. Обычно говорят о непропорциональном снижении подвижности раствора полимера для водной и нефтяной фаз или влиянии удержанного полимера на относительные фазовые проницаемости [15].

ГЛАВА 6. РЕШЕНИЕ ПРЯМОЙ ЗАДАЧИ О ДВИЖЕНИИ ОТОРОЧКИ РЕАГЕНТА С УЧЕТОМ АДСОРБЦИИ И НЕДОСТУПНОГО ОБЪЁМА ПОР

Традиционные подходы к измерению констант адсорбции и недоступного объёма пор связаны с разрушением образца породы, что приводит к нарушению геометрии поровых каналов и неверному определению искомых параметров. Предлагается математическая модель, позволяющая рассчитывать эти параметры по данным экспериментов, не требующая разрушения образца керна.

Линейная одномерная (вдоль оси x) задача о движении оторочки водного раствора реагента в водонасыщенной однородной породе описывается законами сохранения массы реагента, растворенного в водной фазе и адсорбированного-удержанного на скелете следующим образом [27]:

$$\frac{\partial (m\rho_w c(1 - S_{ipv}))}{\partial t} + Q \frac{\partial (\rho_w c)}{\partial x} = -J, \quad (10)$$

$$\frac{\partial ((1 - m)\rho_r a(1 - S_{ipv}))}{\partial t} = J, \quad (11)$$

$$Q = m(1 - S_{ipv})v_2 = -\frac{kk_{rw}(1 - S_{ipv})}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial x}, \quad (12)$$

где J – массоперенос за счет адсорбции-удерживания; Q – расход водной фазы; ρ_w – истинная плотность воды, ρ_r – истинная плотность скелета породы. В вышеприведенных уравнениях пористая среда и жидкость считаются несжимаемыми. Также в уравнении сохранения массы всей водной фазы пренебрегается массой адсорбированного вещества.

В неравновесном случае массоперенос J определяется отклонением концентрации адсорбированного удержанного вещества от его равновесного значения. При выполнении условия о локальном равновесии удобнее переписать уравнения (10) – (12) в следующем виде:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(c + \frac{(1 - m)\rho_r a}{m\rho_w} \right) + \frac{Q}{m(1 - S_{ipv})} \frac{\partial c}{\partial x} = 0, \quad (13)$$

$$Q = - \frac{kk_{rw}(1 - S_{ipv})}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial x}. \quad (14)$$

При решении задач фильтрации естественными безразмерными параметрами являются: безразмерное время T или объём закачанной жидкости по отношению к поровому объёму и безразмерное расстояние X :

$$T = \frac{Qt}{mL}, \quad (15)$$

$$X = \frac{x}{L}, \quad (16)$$

где L – длина образца пористой среды.

В этих переменных уравнение (13) приобретает вид:

$$\frac{\partial c}{\partial T} + \frac{1}{\left(1 + \frac{(1-m)\rho_r}{m\rho_w} \frac{\partial a}{\partial c}\right) (1 - S_{ipv})} \frac{\partial c}{\partial X} = 0. \quad (17)$$

Решения уравнений подобного типа представлены в [18, 28]. Уравнение (17) является квазилинейным гиперболического. Его решение можно получить путем применения метода характеристик [22].

Уравнение характеристики, вдоль которой концентрация реагента имеет постоянное значение, записывается в виде:

$$\frac{\partial X}{\partial T} = \frac{1}{\left(1 + \frac{(1-m)\rho_r}{m\rho_w} \frac{\partial a}{\partial c}\right) (1 - S_{ipv})}; \quad \frac{\partial c}{\partial T} = 0. \quad (18)$$

Для этого уравнения рассматривается задача Коши о закачке оторочки реагента с максимальной концентрацией c_0 с началом закачки в момент $T=0$ и продвижении ее водой до момента T_0 . Анализ характеристических скоростей показывает, что на переднем фронте характеристики пересекаются, а задний фронт представляет из себя простую волну с веером расходящихся характеристик (рисунок 1), где D – скорость переднего фронта, T_f , T_i – безразмерное время прорыва переднего фронта оторочки и безразмерное время для i -той точки на графике, соответствующей условиям для концентрации на рис. 1, $i=1, 2, 3, 4$.

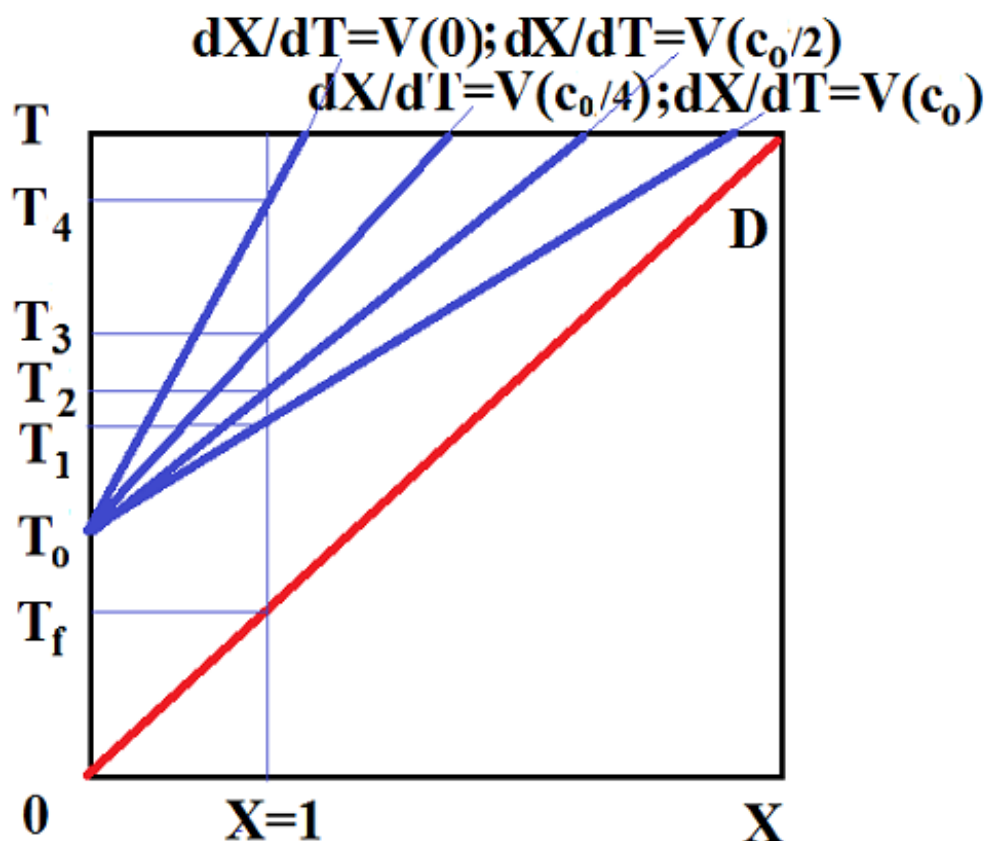


Рис. 1. Применение метода характеристик к решению задачи адсорбции и удерживания полимера в пористой среде.

Пересекающиеся характеристики в точке T_0 указывают на то, что решение является разрывным на переднем фронте оторочки. В этом случае уравнение (17) записывается в дивергентной форме и формулируются алгебраические соотношения сохранения массы на разрыве [18]. Аналогичные преобразования приводят к следующему значению скорости фронта переднего разрыва, на котором концентрация меняется от 0 до c_0 :

$$D = \frac{\partial X_f}{\partial T} = \frac{1}{\left(1 + \frac{(1-m)\rho_r}{m\rho_w} \frac{a(c_0) - 0}{c_0 - 0}\right) (1 - S_{ipv})} \quad (19)$$

Схема графического решения прямой задачи о движении оторочки реагента приведена на рисунке 2.

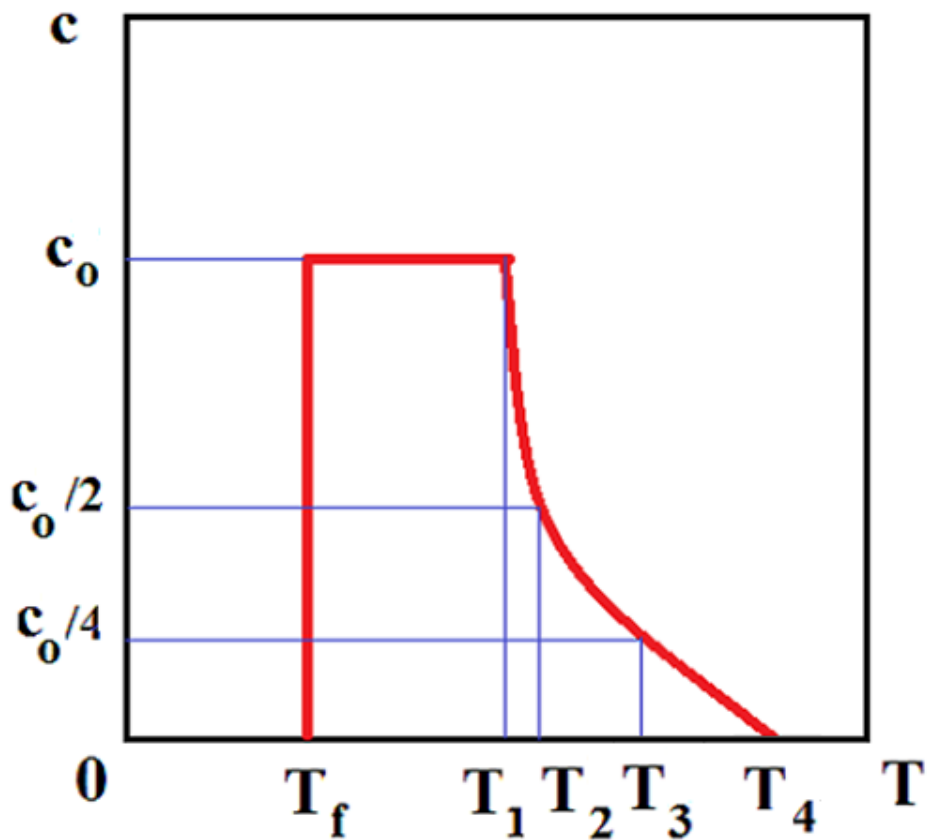


Рис. 2. Графическое решение прямой задачи о движении оторочки реагента.

Таким образом, с помощью определения характеристик, соответствующих различным значениям концентрации реагента в потоке, можно вычислить время подхода к выходу этих концентраций.

ГЛАВА 7. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПАРАМЕТРОВ АДСОРБЦИИ И НЕДОСТУПНОГО ОБЪЁМА ПОР

При сопоставлении полученного решения с экспериментальными данными можно решить обратную задачу об определении параметров адсорбции-удерживания и недоступного объёма пор. Пример решения обратной задачи для пористой среды, представленной песчаниками и карбонатами, приведен ниже.

Из рисунка 2 видно, что при малых объёмах оторочки или заметных адсорбции и удерживании задний фронт оторочки может догнать передний и определение T_f и T_l становится проблематичным.

Кроме того, опережение фронта трассера полимером связано с наличием как адсорбции и удерживания, так и недоступного объёма пор. Прямой замер запаздывания фронта трассе даёт заниженный результат, поскольку недоступный объём пор учитывается некорректно в силу разрушения образца горной породы в экспериментах.

Решение обратной задачи адсорбции полимера в пористой среде позволяет определить константы адсорбции и недоступный объём пор без разрушения образца керна. Алгоритм решения следующий. Проводится эксперимент по фильтрации раствора полимера через образец керна, зависимость концентрации от времени аппроксимируется методом наименьших квадратов (рисунок 3). Из метода характеристик строится распределение концентрации полимера вдоль координаты и фронт его оторочки.

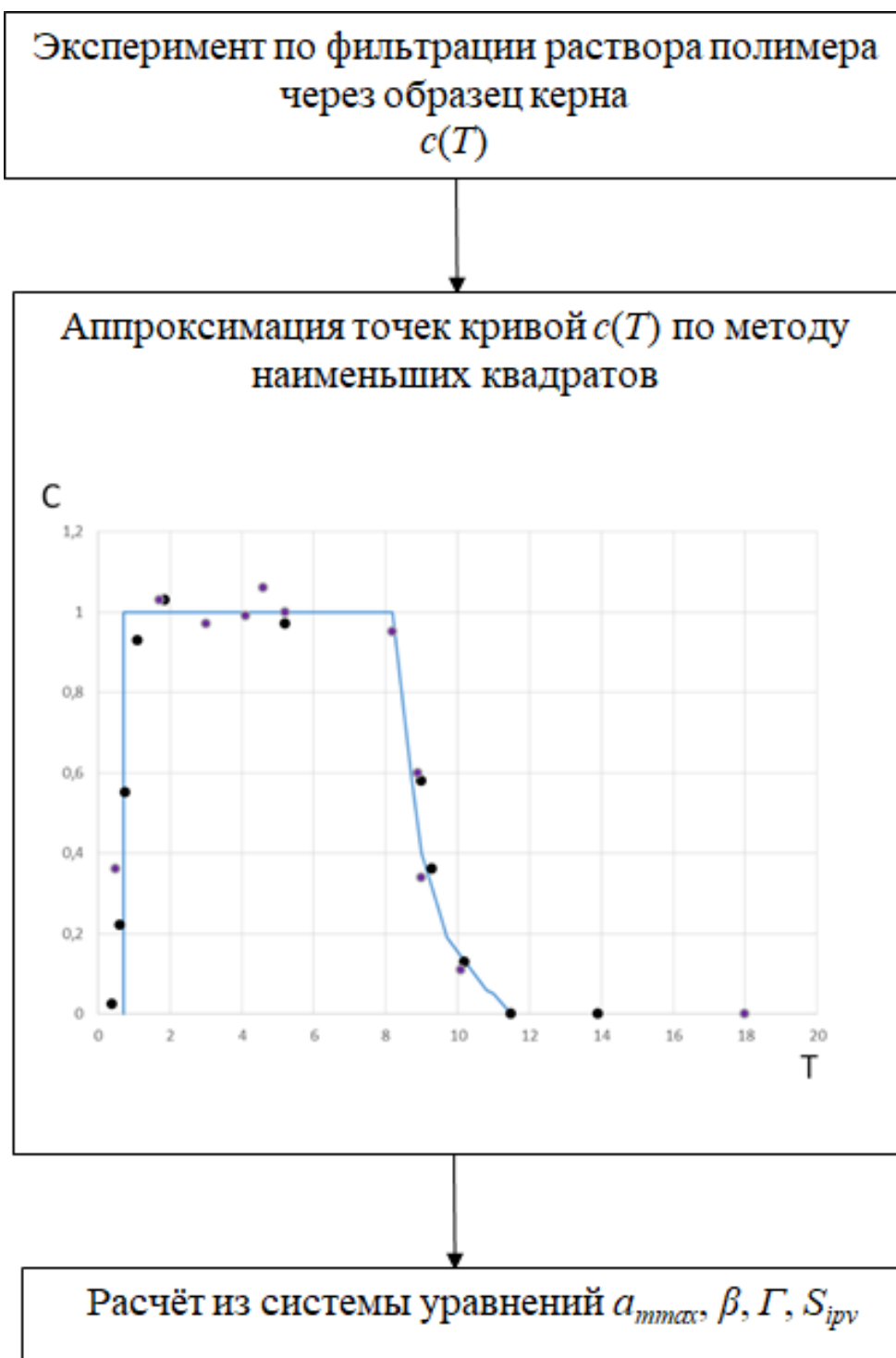


Рис. 3. Алгоритм решения задач адсорбции полимера в пористой среде с помощью разработанной математической модели. Приведены экспериментальные данные по прокачке оторочки полимерного раствора, равной 10 поровым объёмам, через карбонатную пористую среду [16].

После обезразмеривания времени в экспериментальных данных при условии постоянного объёмного потока прокачки раствора, известных размеров

образца, его пористости и плотностей воды и скелета приходим к следующей системе уравнений для определения искоемых параметров:

$$T_f = \left(1 + \frac{(1-m)\rho_r a(c_0)}{m\rho_w c_0} \right) (1 - S_{ipv}), \quad (20)$$

$$T_i - T_0 = \left(1 + \frac{(1-m)\rho_r da(c_i)}{m\rho_w dc} \right) (1 - S_{ipv}), \quad (21)$$

$$i = 1: c_i = c_0, \quad i = 2: c_i = \frac{c_0}{2}, \quad i = 3: c_i = \frac{c_0}{4}. \quad (22)$$

Для определения изотермы адсорбции-удерживания a и ее производной da/dc используется общий вид в форме (4) или (5) с учётом (6). Предложенная математическая модель используется для расчёта константы Генри, максимальной константы удерживания a_{max} , коэффициента, определяющего заполнение всех центров адсорбции и недоступного объёма пор, рис. 3. Решение системы уравнений в силу её нелинейности осуществляется итерационным методом Ньютона и методом последовательной подстановки. Это решение требует задания только концентрации полимера, пористости образца керна и характерных времён движения оторочки, определить которые несложно в рамках традиционных экспериментов по фильтрации водных растворов полимеров. Эти эксперименты не требуют разрушения образца породы. Схема установки по исследованию фильтрации полимер-дисперсной системы представлена на рисунке 4.

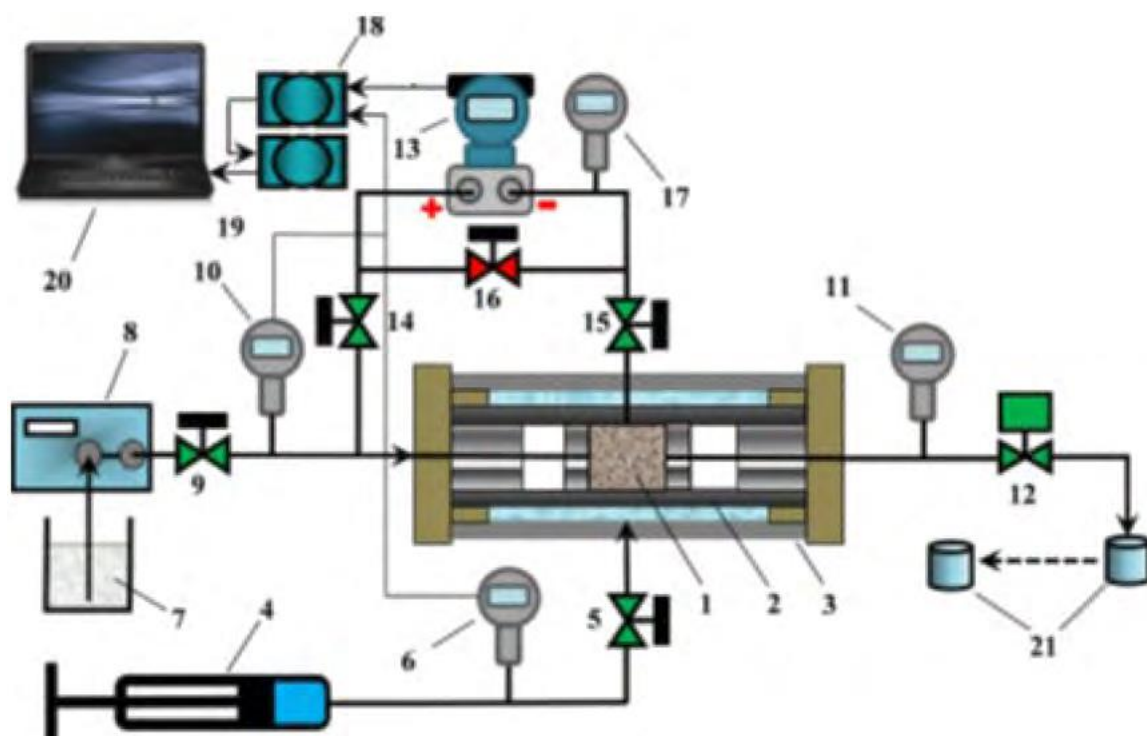


Рис. 4. Схема установки по исследованию фильтрации полимер-дисперсной системы. 1 – образец керна, 2 – обжимная манжета, 3 – кернодержатель высокого давления, 4 – обжимной пресс, 5, 9, 12, 14, 15, 16 – ручные клапаны, 6, 10, 11, 17 - обратные клапана, 7 – сосуд с суспензией, 8 – насос высокого давления, 12 – регулятор давления на выходе, 13 – датчик перепада давления, 18 – модуль обработки данных, 19 – конвертер сигнала, 20 – компьютер, 21 – измерные стаканы [53].

ГЛАВА 8. РАЗРАБОТКА ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО АЛГОРИТМА ДЛЯ РЕШЕНИЯ СИСТЕМЫ МАТЕМАТИЧЕСКИХ УРАВНЕНИЙ

Таким образом, требуется разрешить следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} T_f = \left(1 + \frac{(1-m)\rho_r a(c_0)}{m\rho_w c_0}\right) (1 - S_{ipv}) \\ T_i - T_0 = \left(1 + \frac{(1-m)\rho_r da(c_i)}{m\rho_w dc}\right) (1 - S_{ipv}) \\ a = \frac{\Gamma c}{1 + \beta c} + a_{mmax} \end{cases} \quad (23)$$

где T_i – момент времени, в который концентрация равна c_i .

В приведенной выше системе уравнений (23) неизвестные величины следующие: β – коэффициент, определяющий выход концентрации адсорбированного реагента на максимальное значение, Γ – константа Генри, a_{mmax} – максимальная концентрация удержанного в пористой среде реагента, S_{ipv} – водонасыщенность недоступного объема пор.

Производная третьей функции в системе уравнений (23) имеет вид:

$$\begin{aligned} \frac{da(c)}{dc} &= \frac{d}{dc} \left(\frac{\Gamma c}{1 + \beta c} + a_{mmax} \right) = \frac{d}{dc} (\Gamma c (1 + \beta c)^{-1} + a_{mmax}) \\ &= \Gamma (1 + \beta c)^{-1} + \Gamma c (-1) (1 + \beta c)^{-2} \beta = \frac{\Gamma}{1 + \beta c} - \frac{\Gamma \beta c}{(1 + \beta c)^2} \end{aligned} \quad (24)$$

Для удобства проведения дальнейших расчетов были введены следующие замены:

$$\frac{(1-m)\rho_r}{m\rho_w} = A, 1 - S_{ipv} = S, c_i = c_0/k_i, k_i = c_0/c_i, T_f = C_1, T_i - T_0 = C_{i+1},$$

Тогда с учетом выражения для производной (24) система уравнений (23) будет переписана в виде:

$$\begin{cases} C_1 = \left(1 + \frac{A}{c_0} \left[\frac{\Gamma c_0}{1 + \beta c_0} + a_{mmax} \right]\right) S \\ C_{i+1} = \left(1 + A \left[\frac{\Gamma}{1 + \beta c_i} - \frac{\Gamma \beta c_i}{(1 + \beta c_i)^2} \right]\right) S \end{cases} \quad (25)$$

Введем следующие замены:

$$a'_{mmax} = z = \frac{A}{c_0} a_{mmax}, \beta c_0 = y, \Gamma = x$$

С учетом введенных замен получим более простое:

$$\begin{cases} C_1 = \left(1 + A \frac{x}{1+y} + z\right) S \\ C_{i+1} = \left(1 + A \frac{x}{\left(1 + \frac{y}{k_i}\right)^2}\right) S \end{cases} \quad (26)$$

Умножим каждое выражение системы уравнений (26) на $(1+y)$ и на $(1 + y/k_i)^2$ получим, учитывая что $i = 3$ система уравнений будет переписана в виде:

$$\begin{cases} (1+y)S + AxS + (1+y)zS = C_1(1+y) \\ \left(1 + \frac{y}{k_1}\right)^2 S + AxS = C_2 \left(1 + \frac{y}{k_1}\right) \\ \left(1 + \frac{y}{k_2}\right)^2 S + AxS = C_3 \left(1 + \frac{y}{k_2}\right) \\ \left(1 + \frac{y}{k_3}\right)^2 S + AxS = C_4 \left(1 + \frac{y}{k_3}\right) \end{cases} \quad (27)$$

После раскрытия скобок в системе уравнений (27) и умножения на выражения, которые стоят перед скобками получим систему уравнений в виде:

$$\begin{cases} S + yS + AxS + zS + yzS = C_1 + C_1 y \\ S + 2 \frac{y}{k_1} S + \frac{y^2}{k_1^2} S + AxS = C_2 + 2 \frac{y}{k_1} C_2 + C_2 \frac{y^2}{k_1^2} \\ S + 2 \frac{y}{k_2} S + \frac{y^2}{k_2^2} S + AxS = C_3 + 2 \frac{y}{k_2} C_3 + C_3 \frac{y^2}{k_2^2} \\ S + 2 \frac{y}{k_3} S + \frac{y^2}{k_3^2} S + AxS = C_4 + 2 \frac{y}{k_3} C_4 + C_4 \frac{y^2}{k_3^2} \end{cases} \quad (28)$$

После того как выражения с неизвестными из правой части уравнений системы (28) были перенесены в левую сторону:

$$\begin{cases} S + yS + AxS + zS + yzS - C_1y = C_1 \\ S + 2\frac{y}{k_1}S + AxS - 2\frac{y}{k_1}C_2 + \frac{y^2}{k_1^2}S - \frac{y^2}{k_1^2}C_2 = C_2 \\ S + 2\frac{y}{k_2}S + AxS - 2\frac{y}{k_2}C_3 + \frac{y^2}{k_2^2}S - \frac{y^2}{k_2^2}C_3 = C_3 \\ S + 2\frac{y}{k_3}S + AxS - 2\frac{y}{k_3}C_4 + \frac{y^2}{k_3^2}S - \frac{y^2}{k_3^2}C_4 = C_4 \end{cases} \quad (29)$$

Умножим третье уравнение на (-1) и прибавим к остальным уравнениям системы, получим:

$$\begin{cases} \left(1 - \frac{2}{k_2}\right)yS + zS + yzS + \left(-C_1 + \frac{2C_3}{k_2}\right)y + \left(-\frac{1}{k_2^2}\right)y^2S + \frac{C_3}{k_2^2}y^2 = C_1 - C_3 \\ \left(\frac{2}{k_1} - \frac{2}{k_2}\right)yS + \left(-\frac{2C_2}{k_1} + \frac{2C_3}{k_2}\right)y + \left(\frac{1}{k_1^2} - \frac{1}{k_2^2}\right)y^2S + \left(-\frac{C_2}{k_1^2} + \frac{C_3}{k_2^2}\right)y^2 = C_2 - C_3 \\ S + \frac{2}{k_2}yS + AxS + \left(-\frac{2C_3}{k_2}\right)y + \frac{1}{k_2^2}y^2S + \left(-\frac{C_3}{k_2^2}\right)y^2 = C_3 \\ \left(\frac{2}{k_3} - \frac{2}{k_2}\right)yS + \left(-\frac{2C_4}{k_3} + \frac{2C_3}{k_2}\right)y + \left(\frac{1}{k_3^2} - \frac{1}{k_2^2}\right)y^2S + \left(-\frac{C_4}{k_3^2} + \frac{C_3}{k_2^2}\right)y^2 = C_4 - C_3 \end{cases} \quad (30)$$

Для упрощения дальнейших вычислений были заменены коэффициенты, стоящие перед неизвестными:

$$\begin{cases} N_1yS + zS + yzS + K_1y + F_1y^2S + P_1y^2 = W_1 \\ N_2yS + K_2y + F_2y^2S + P_2y^2 = W_2 \\ S + N_3yS + AxS + K_3y + F_3y^2S + P_3y^2 = W_3 \\ N_4yS + K_4y + F_4y^2S + P_4y^2 = W_4 \end{cases} \quad (31)$$

$$\begin{aligned} \text{где } N_1 &= \left(1 - \frac{2}{k_2}\right), N_2 = \left(\frac{2}{k_1} - \frac{2}{k_2}\right), N_3 = \frac{2}{k_2}, N_4 = \left(\frac{2}{k_3} - \frac{2}{k_2}\right), K_1 = \\ & \left(-C_1 + \frac{2C_3}{k_2}\right), K_2 = \left(-\frac{2C_2}{k_1} + \frac{2C_3}{k_2}\right), K_3 = \left(-\frac{2C_3}{k_2}\right), K_4 = \left(-\frac{2C_4}{k_3} + \frac{2C_3}{k_2}\right), F_1 = \\ & \left(-\frac{1}{k_2^2}\right), F_2 = \left(\frac{1}{k_1^2} - \frac{1}{k_2^2}\right), F_3 = \frac{1}{k_2^2}, F_4 = \left(\frac{1}{k_3^2} - \frac{1}{k_2^2}\right), P_1 = \frac{C_3}{k_2^2}, P_2 = \left(-\frac{C_2}{k_1^2} + \frac{C_3}{k_2^2}\right), P_3 = \\ & \left(-\frac{C_3}{k_2^2}\right), P_4 = \left(-\frac{C_4}{k_3^2} + \frac{C_3}{k_2^2}\right), W_1 = C_1 - C_3, W_2 = C_2 - C_3, W_3 = C_3, W_4 = C_4 - C_3 \end{aligned}$$

Из второго уравнения системы было получено выражение:

$$S = \frac{W_2 - K_2y - P_2y^2}{y(N_2 + F_2y)} \quad (32)$$

В четвертое уравнение системы (31) подставим выражение для S (32):

$$N_4 \frac{W_2 - K_2y - P_2y^2}{(N_2 + F_2y)} + K_4y + F_4y \frac{W_2 - K_2y - P_2y^2}{y(N_2 + F_2y)} + P_4y^2 = W_4 \quad (33)$$

Выражение (33) умножим на $(N_2 + F_2y)$ получим:

$$N_4W_2 - N_4K_2y - N_4P_2y^2 + K_4N_2y + K_4F_2y^2 + F_4W_2y - F_4K_2y^2 - F_4P_2y^3 + P_4N_2y^2 + P_4F_2y^3 = W_4N_2 + W_4F_2y \quad (34)$$

Уравнение (34) является кубическим уравнением относительно y с постоянными коэффициентами:

$$y^3(P_4F_2 - F_4P_2) + (P_4N_2 - N_4P_2 + K_4F_2 - F_4K_2)y^2 + (F_4W_2 - N_4K_2 + K_4N_2 - W_4F_2)y + (N_4W_2 - W_4N_2) = 0 \quad (35)$$

Из третьего уравнения системы уравнений (31):

$$x = \frac{W_3 - N_3yS - K_3y - F_3y^2S - P_3y^2 - S}{AS}$$

Из первого уравнения системы уравнений (31):

$$z = \frac{W_1 - N_1yS - K_1y - F_1y^2S - P_1y^2}{S(1 + y)}$$

Определив неизвестные величины учитывая предыдущие замены:

$$a_{max} = z \frac{c_0 m \rho_w}{(1 - m) \rho_r}, \beta = y/c_0, \Gamma = x, S_{ipv} = 1 - S \quad (36)$$

ГЛАВА 9. РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ УРАВНЕНИЯ, ПОЛУЧЕННОГО В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ ПРИ РЕШЕНИИ СИСТЕМЫ УРАВНЕНИЙ

Таким образом, необходимо решить кубическое уравнение (35), при этом следует учесть, что коэффициенты в данном кубическом уравнении могут изменяться в зависимости от параметров рассматриваемого пласта. Поэтому была разработана программа, позволяющая рассчитать корни кубического уравнения. При решении кубического уравнения использовалось условие из метода Кардано, которое позволяет определить количество действительных корней уравнения. Обозначим используемое соотношение.

$$Q = \left(\frac{p}{3}\right)^3 + \left(\frac{q}{2}\right)^2$$

где

$$p = \frac{c}{a} - \frac{b^2}{3a^2} = \frac{3ac - b^2}{3a^2}$$

$$q = \frac{2b^3}{27a^3} - \frac{bc}{3a^2} = \frac{2b^3 - 9abc + 27a^2d}{27a^3}$$

a, b, c, d – коэффициенты кубического уравнения (35):

$$a = P_4F_2 - F_4P_2$$

$$b = P_4N_2 - N_4P_2 + K_4F_2 - F_4K_2$$

$$c = F_4W_2 - N_4K_2 + K_4N_2 - W_4F_2$$

$$d = N_4W_2 - W_4N_2$$

Таким образом, в рассматриваемом случае, все коэффициенты кубического уравнения (35) вещественны, тогда и Q – вещественно, а значит по его знаку можно определить тип корней:

$Q > 0$ — один вещественный корень и два сопряжённых комплексных корня.

$Q = 0$ — один однократный вещественный корень и один двукратный, или, если $p = q = 0$, то один трёхкратный вещественный корень.

$Q < 0$ — три вещественных корня.

Первый корень кубического уравнения определяется методом итераций. В случае, если вещественный корень не один, кубическое уравнение делится на неизвестную величину минус корень уравнения и в итоге получается квадратное уравнение, корни которого определяются через дискриминант. Таким образом, все вещественные корни уравнения (13) найдены. И из (14) можно определить все искомые величины, а именно β – коэффициент, определяющий выход концентрации адсорбированного реагента на максимальное значение, Γ – константу Генри, a_{mmax} – максимальную концентрация удержанного в пористой среде реагента, m – пористость породы, S_{ipv} – водонасыщенность недоступного объёма пор. На рисунке 4 показана часть программного кода для решения уравнения (13), реализованного в Visual Basic for Applications. На рисунке 5 показаны блоки ввода данных, получения решения и проверки решения в Microsoft Excel.

```

Sub progr() 'начало программы
Dim a, b, c, d, e, F1, Fg1, Z1, Z2, Q, a1, b1, c1, D1, X1, X2, c0, co1, co2, co3, T0, T1, T2, T3, Rox, Row, m, Ab, Ce1, Ce2, Ce3, Ce4, Fc1, Fc2, Fc3, Fc4
e = 10 ^ (-5) 'задание точности решения

c0 = Range("D9") 'присваиваем значение начальной концентрации
co1 = Range("B7") 'присваиваем значение первой концентрации
co2 = Range("B8") 'присваиваем значение второй концентрации
co3 = Range("B9") 'присваиваем значение третьей концентрации
T0 = Range("D2") 'присваиваем значение объема закачиваемой отсорочки
T1 = Range("D3") 'присваиваем значение первого момента времени
T2 = Range("D4") 'присваиваем значение второго момента времени
T3 = Range("D5") 'присваиваем значение третьего момента времени
Tf = Range("D6") 'присваиваем значение времени, при котором находится фронт вытеснения на графике концентрации
Rox = Range("D7") 'присваиваем значение плотности породы
Row = Range("D8") 'присваиваем значение плотности воды
m = Range("D10") 'присваиваем значение пористости
Ab = (1 - m) * Rox / (m * Row) 'считаем безразмерный комплекс, связанный с плотностью
Ce1 = Tf 'считаем первый вспомогательный коэффициент, связанный с разностью времени
Ce2 = T1 - T0 'считаем второй вспомогательный коэффициент, связанный с разностью времен
Ce3 = T2 - T0 'считаем третий вспомогательный коэффициент, связанный с разностью времен
Ce4 = T3 - T0 'считаем четвертый вспомогательный коэффициент, связанный с разностью времен
Range("F2") = Ab 'выводим безразмерный комплекс, связанный с плотностью
Range("F3") = Ce1 'выводим первый вспомогательный коэффициент, связанный с разностью времен
Range("F4") = Ce2 'выводим второй вспомогательный коэффициент, связанный с разностью времен
Range("F5") = Ce3 'выводим третий вспомогательный коэффициент, связанный с разностью времен
Range("F6") = Ce4 'выводим четвертый вспомогательный коэффициент, связанный с разностью времен

k1 = c0 / co1 'считаем отношение концентраций для первой концентрации
k2 = c0 / co2 'считаем отношение концентраций для второй концентрации
k3 = c0 / co3 'считаем отношение концентраций для третьей концентрации
Range("B12") = k1 'выводим отношение концентраций для первой концентрации
Range("B13") = k2 'выводим отношение концентраций для второй концентрации
Range("B14") = k3 'выводим отношение концентраций для третьей концентрации

```

Рис. 4. Часть программного кода для решения уравнения

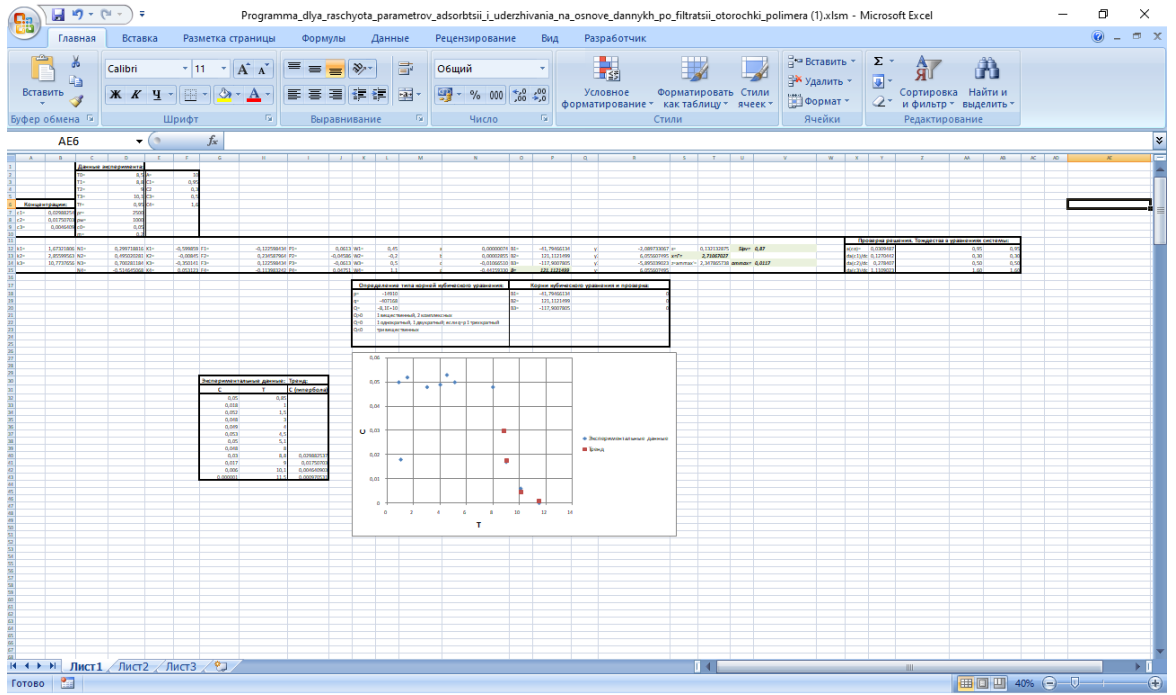


Рис. 5. Блоки ввода данных, получения решения и проверки решения

ГЛАВА 10. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ. ВЕРИФИКАЦИЯ ПРЕДЛАГАЕМОЙ ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ С УЧЕТОМ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ

С целью произвести верификацию предлагаемой модели и определить параметры реагента использовались данные эксперимента по фильтрации оторочки водного раствора полимера через пористую среду, приведенные в статье [16].

В вышеуказанной работе исследования проводились при температуре 99°C на кернах карбонатной породы длиной от 4,5 см до 5,8 см с широким диапазоном проницаемости по воздуху от 0,452 Д до 12386 Д. При этом скорости фильтрации составляли от 0,01 м/сут. до 2 м/сут.

В качестве растворителя полимера использовалась смесь пластовой и закачиваемой вод. В качестве полимера использовался полиакриламид с концентрацией $c_0=0,055\%$, размер оторочки составлял $T_0=10$. Концентрация полимера в выходящих пробах определялась с помощью анализатора общего содержания органического углерода. В качестве трассера был выбран метанол, концентрация которого на выходе измерялась газоанализатором. График динамики выхода полимера из образца представлен для породы с пористостью $m=0,273$ и проницаемостью 12386 Д. Экспериментальные данные для зависимости концентрации от времени из статьи [16] показаны на рис. 3.

Определение максимального удерживание полимера a_{max} осуществлялось по методу материального баланса, а недоступного объема пор по разности фронтов полимера и трассера. Согласно данным авторов статьи [16], значения расчетных параметров составили: $a_{\text{max}}=0,53$ мг/г породы, $S_{\text{ipv}}=21$ %.

Необходимые для расчетов данные, которые не были указаны в статье для плотности породы и водной фазы были взяты равными: $\rho_f=2,5$ г/см³, $\rho_w=1$ г/см³. Обработка экспериментальных данных представлена на рис. 3, согласно разработанной методике соответствующие значения безразмерных времен для определенных ранее концентраций равны: $T_f=0,95$; $T_1=8,8$; $T_2=9$; $T_3=10,1$.

Решение обратной задачи для этих экспериментальных данных дало следующие значения искомых параметров: $\Gamma=2,71$, $a_{\text{mmax}}=0,0117$ мг/г, $\beta=121$, $S_{\text{ipv}}=0,87$. Полученные расчетные данные согласуются по порядку величины с экспериментальными.

Так как опережение фронта трассера полимером является суперпозицией двух эффектов адсорбции – удерживания и недоступного объёма пор, то очевидно, что прямой замер запаздывания фронтов дает заниженный результат, а приведенная методика дает более достоверные результаты. Результаты анализа полученных данных в графическом виде представлены на рисунке 7.

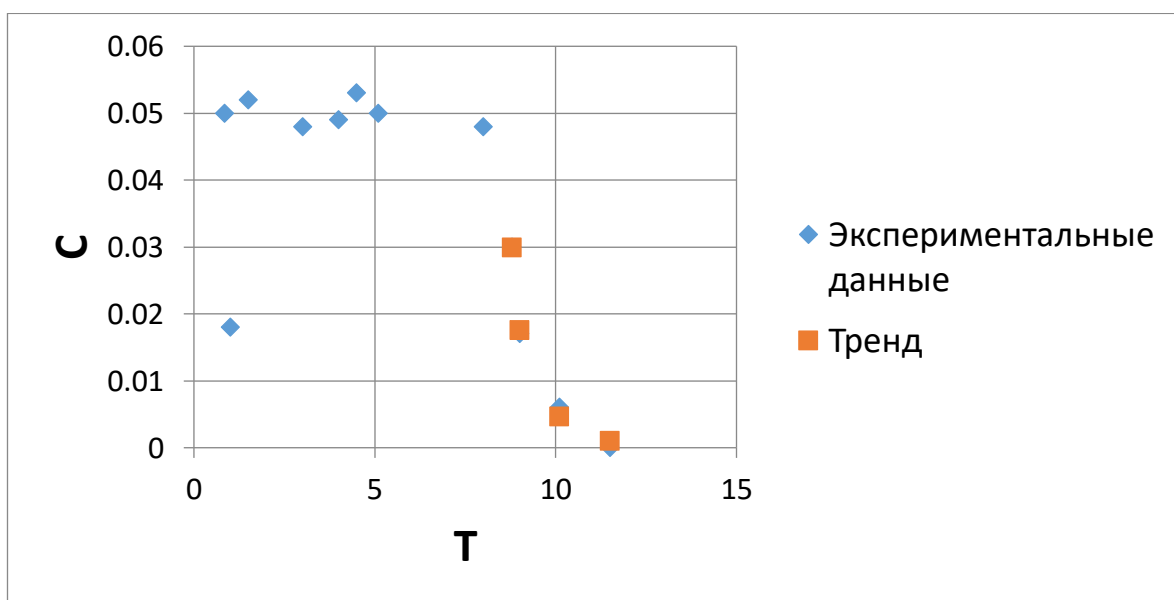


Рис. 6. Сравнение результатов моделирования и экспериментальных данных

Таким образом, создана физико-математическая модель, позволяющая определить константы адсорбции, удерживания и значение недоступного объёма пор; установлено, что при наличии точных экспериментальных вводных параметров в модель данная модель будет приводить к более точным результатам, поскольку не предполагает разрушение исследуемых образцов; созданная математическая модель, позволяет эффективно решать задачи адсорбции и удерживания полимера в пористой среде, и применима к нахождению недоступного объёма пор, ранее определявшегося только

экспериментально; показано, что задний фронт является простой волной с веерным решением. При этом передний фронт оторочки соответствует разрывному решению; с использованием предлагаемой физико-математической модели были рассчитаны и уточнены значения констант адсорбции и удерживания, а также значение недоступного объёма пор.

ГЛАВА 11. ВЫРАВНИВАНИЕ ПРОФИЛЯ ПРИЁМИСТОСТИ

Для снижения обводнённости продукции добывающих скважин используются технологии выравнивания профиля приёмистости (ВПП) нагнетательных скважин. Для ВПП применяются полимерные гели, суспензии, смолы, пены, получаемые в пласте в результате циклической закачки ПАВ и солевых растворов [1]. Основными принципами эффективной обработки скважин с трещинами гидроразрыва пласта (ГРП) суспензией являются проникновение раствора на небольшую глубину и снижение относительной фазовой проницаемости для воды больше, чем для углеводородов [2]. Для успешного применения технологий необходимо проводить моделирование с целью подбора параметров закачки реагента [3].

На сегодняшний момент наиболее используемыми технологиями для ВПП являются применение гелей с предварительно формируемыми частицами (частиц высушенного геля) (preformed particle gel (PPG)) [5–6], повторно сшивающихся в пластовых условиях гелей с предварительно формируемыми частицами (Re-assembling preformed particle gel (RPPG)) [9], эмульсифицированных гелей (Pickering emulsion) [10], термополимеров [12], суспензий [10].

В работах [4–6] рассматривается механизм технологии PPG. Технология создания такого продукта подразумевает формирование геля, его высушивание и последующее измельчение на отдельные частицы. После закачки PPG в пласте происходит набухание частиц геля, в результате чего вблизи скважины формируется малопроницаемый экран.

Одной из последних технологий для выравнивания профиля приёмистости является использование частиц RPPG [7]. Этот гель является модификацией PPG с возможностью повторного сшивания под воздействием пластовой температуры. Набухание частиц геля по технологии RPPG в пластовых условиях в 38 раз больше, чем у геля, сформированного по технологии PPG, и этот процесс не зависит от минерализации. В исследовании [7] показана термостойкость

RPPG в диапазоне температур от 23°C до 80°C.

Распространённой технологией обработки пласта является закачка эмульсифицированных гелей (Pickering emulsion) [8]. Этот реагент представляет собой эмульсию водной и нефтяной фаз, распадающуюся в пластовых условиях на эти 2 фазы. Водная фаза содержит раствор полимера, который при пластовых условиях под воздействием температуры и сшивателя образует гель, блокирующий высокопроницаемые каналы. Нефтяная фаза свободно фильтруется, обеспечивая каналы для прохождения нефти в пласте. В исследовании [8] анализируется температурная устойчивость эмульсифицированного геля с водной фазой на основе раствора полиакриламида, сшитого полиэтиленимином, и нефтяной фазой, состоящей из дизельного топлива. Предлагаемая эмульсия стабильна при температурах до 105°C.

Одной из современных технологий обработки пластов является закачка термополимера [9]. В основе технологии лежит закачка суспензии, состоящей из микрочастиц полимера в минеральном масле, с добавлением поверхностно-активных веществ. При контакте с водой под воздействием пластовой температуры возникают реакции гидролиза и формируется гель.

Распространённой технологией выравнивания профиля приёмистости является закачка суспензий, состоящих из дисперсных частиц и полимера [10]. Как правило, в качестве дисперсных частиц используются древесная мука, мел и глина, а в качестве полимера – полиакриламид (ПАА). Смысл технологии заключается в том, что полимер удерживает дисперсные частицы во взвешенном состоянии. За счёт адсорбции и удерживания дисперсных частиц на скелете пористой среды формируются низкопроницаемые зоны.

Успешное применение технологий на основе гелей невозможно без оценки времени гелеобразования. В исследовании [30] рассматривается применение сшитых полимерных систем для проведения эксперимента на тонких трубах (slim tube test), моделирующего время, необходимое для гелеобразования. В исследованиях использовался гель на основе сополимера акриламида и третичного бутилсульфоната акриламида, сшитого полиэтиленимином. Длина

установки составляла 24 м. Пористость среды составляла 37%, проницаемость 8,5 Д. Тест позволяет моделировать гелеобразование в реальных пластовых условиях и распространения полимера в пористой среде. Было установлено, что при температуре 95°C время гелеобразования составляет 10 дней.

В работе [31] предлагается математическая модель времени гелеобразования, учитывающая влияние минерализации, рН и температуры. Показано, что расчётный тренд соответствует экспериментальным значениям времени гелеобразования с коэффициентом корреляции 98%. Установлено, что наибольшее влияние на время гелеобразования оказывают пластовая температура и минерализация.

Для повышения эффективности применения гелей необходимо учитывать ряд дополнительных факторов. В работе [35] рассматривается модель неоднородного пласта в виде слоистого пирога (sandwich-like channel model). Отмечается, что применение PPG неэффективно при различии между минимальной и максимальной проницаемостью более чем в 50 раз. В статье [13] рассматривается использование микрогеля с размером частиц 260 мкм, который эффективно забивает каналы с проницаемостью более 50 Д и неэффективен при проницаемости канала менее 30 Д. Таким образом, определена граница применимости частиц микрогеля заданного размера по проницаемости каналов. Кроме того, в работе Чена и его соавторов [14] отмечается, что эффективность применения микрогеля зависит от соотношения размера его частиц и размера поровых каналов. Это соотношение влияет на глубину проникновения частиц геля в пласт.

В работе [38] предлагается новый состав суспензии для выравнивания профиля приёмистости. Разработан реагент, состоящий из сополимера полиакриламида и третичного бутилакрилата с добавлением ацетата хрома (CrAc_3) и частиц диоксида кремния. Песок SiO_2 размером 50 нм. Этот реагент показал хорошую устойчивость в пластовых условиях при температурах до 130°C. Применение в качестве сшивателя ацетата хрома (CrAc_3) для геля, на основе гидролизованного полиакриламида рассмотрено в работе [16].

Разработанный реагент не подвержен разрушению даже при контакте с кислотой.

В работе авторов [17] исследуется время гелеобразования термополимерного реагента. Показано, что концентрации сшивателя влияет на время гелеобразования в меньшей степени, чем концентрация полимера. Термическая стабильность состава наблюдается при температурах до 150°C, стандартные гели не работают в этом диапазоне температур.

Существуют модели, описывающие глубокое проникновение полимера в пласт, на основе нейросетевого моделирования [18]. Эта модель использует набор промысловых данных для прогнозирования динамики дебитов нефти и воды после закачки раствора полимера в пласт. Результаты моделирования показали соответствие модельной и промысловой динамики дебита с точностью до 90%. Такие модели сложны в настройке, поскольку требуют непротиворечивых и репрезентативных данных, поэтому их использование на практике ограничено.

Распространённым подходом к моделированию ВПП является использование коммерческих гидродинамических симуляторов [9]. Недостатком такого подхода является ограниченность их применения к нестандартным технологиям и реагентам, в частности, к закачке суспензии и локальным ГРП, сложности моделирования нестандартной геометрии пластов и пропластков, пластов с высокой степенью неоднородности свойств [19].

К настоящему времени накоплен значительный опыт применения различных технологий ВПП для снижения обводнённости продукции. Промысловый опыт одной из американских компаний по применению полимерных гелей для выравнивания профиля приёмистости в карбонатных пластах обобщён в работе [45]. Пропускная способность трещин ГРП снижается до 4000 раз, поскольку гель оседает прямо в трещине ГРП. На всех скважинах, подвергнутых обработке, зафиксирован прирост добычи нефти.

Промысловый опыт применения частиц RPPG на месторождении West Sak на Аляске рассматривается в работе [46]. По сравнению с применением традиционного preformed particle gel (PPG) снижение обводнённости

дополнительно составило 23%.

В работе [22] рассматривается опыт успешного промышленного применения термополимера на месторождении Cerro Dragon Field в Аргентине с 2011 года. Сопоставление результатов численного моделирования с помощью коммерческих симуляторов и данных промышленных исследований показало удовлетворительное соответствие расчётной и фактической глубин проникновения частиц.

Промысловый опыт использования технологии ВПП на месторождении Jidong Oil Field рассмотрен в работе [48]. Обводнённость продукции до обработки достигала 80%. Проводилась закачка термополимера ZP-4, состоящего из трёх мономеров (акриламид (AM), 2-Acrylamido-2-methylpropane sulfonic acid (AMPS), and N-Vinylpyrrolidone (NVP)), сшитых polyethylenimine. Закачанный реагент сохранял свою структуру в промышленных условиях в течении 5 месяцев при температуре 150°C.

Промысловое применение закачки полимер-дисперсных систем показывает её высокую эффективность [23] для контроля обводнённости продукции. В статье [23] рассматривается опыт промышленного применения полимер-дисперсных систем на Забегальском месторождении. В результате обработки обводнённость продукции снизилась на 14%, а дебит нефти возрос на 120 баррелей в день. После вторичной обработки обводнённость снизилась на 16% от первоначального значения, а дебит нефти увеличился на 420 баррелей в день от исходного.

Таким образом, в настоящее время не существует эффективных критериев использования технологии ВПП на основе суспензии, имеющей успешное применение для реального объекта. Целью работы является введение таких критериев и их апробация на реальном месторождении.

В работе [53] в качестве возможного критерия эффективности обработки скважин суспензией выбирается разность среднеквадратичных отклонений относительных гидропроводностей до и после воздействия суспензией на нагнетательную скважину. Таким образом, целью данной работы является

определение обводнённости после применения технологии ВПП, оценка дополнительной добычи нефти с учётом предлагаемого ранее критерия, проведение верификации модели на примере реального месторождения.

ГЛАВА 12. ТЕХНОЛОГИЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ

В рамках предлагаемой модели предполагается, что обводнение происходило, начиная с наиболее высокопроницаемого пропластка, и заканчивалось на наименее проницаемом пропластке последовательно в зависимости от проницаемости пропластков. Модель построена для расчетов на двадцать скважин по пятьдесят пропластков.

На рисунке 7 схематически проиллюстрирована упрощенная модель обводнения пропластков, в которой имеется три пропластка различной проницаемости $k_3 > k_1 > k_2$. Вода в первую очередь прорвалась по наиболее высокопроницаемому пропластку к добывающей скважине, при этом на добывающей скважине обводненность продукции стала равна W_0 . С целью снизить обводненность в нагнетательную скважину был закачан реагент в момент времени t_1 , который снизил проницаемость пропластков, при чем таким образом, что проницаемость более высокопроницаемых пропластков, а значит и более обводненных, была снижена значительно. Таким образом расход воды в добывающей скважине был снижен. На рисунке 8 показана качественная динамика обводненности (синяя линия показывает рост обводненности с течением времени без применения технологии выравнивания профиля притока, голубая – после применения технологии выравнивания профиля притока), то есть данный метод увеличения нефтеотдачи (МУН) позволяет снизить обводненность на период времени от t_1 до t_2 .

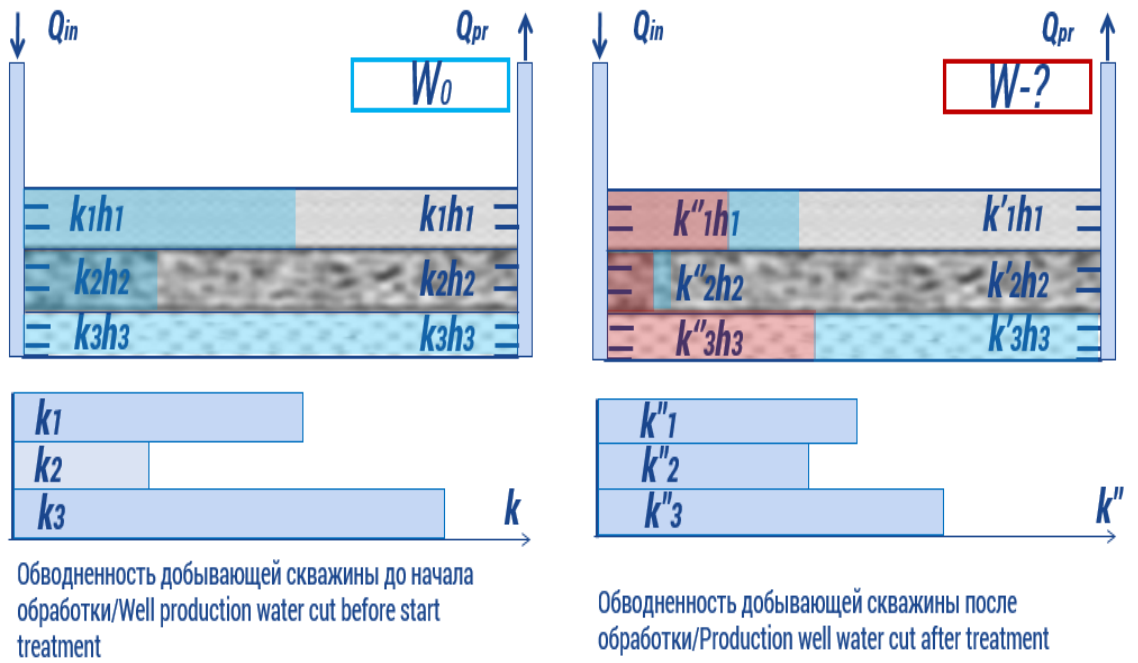


Рис. 7. Модель для описания технологии выравнивания профиля притока

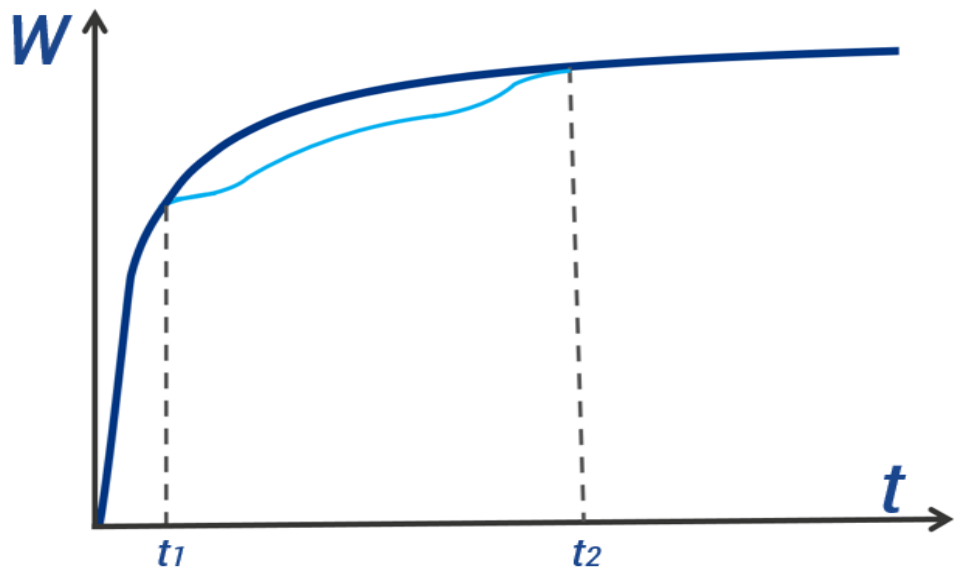


Рис. 8. Динамика обводненности при применении технологии выравнивания профиля притока и без применения данной технологии

ГЛАВА 13. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

В первую очередь, следует определить водонасыщенности пропластков при учёте приведенной выше гипотезы относительно заводнения пропластков.

При расчетах для вычисления значений относительных фазовых проницаемостей нефти f_o и воды f_w использовались корреляции Кори в виде выражений (1) и (2) соответственно:

$$\begin{cases} f_o = \left(\frac{1 - S - S_{or}}{1 - S_{wr} - S_{or}} \right)^2, S_{wr} < S < S_{or} \\ f_o = 0, S \geq 1 - S_{or} \\ f_o = 1, S \leq S_{wr} \end{cases} \quad (37)$$

$$\begin{cases} f_w = \left(\frac{1 - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^3, S \geq S_{wr} \\ f_w = 0, S \leq S_{wr} \end{cases} \quad (38)$$

где S_{wr} и S_{or} – остаточные водонасыщенность и нефтенасыщенность соответственно, S – водонасыщенность в пропластке, для которого производятся вычисления,

Для определения объемного дебита нефти и воды к центральной скважине в круговом однородном пласте применялась классическая формула Дюпюи вида (39) и (40) соответственно:

$$Q_{oi} = \frac{2\pi k_i h_i}{\mu_o} f_o(S_{wr}) \frac{\Delta p}{\ln \frac{r_c}{r_w}} \quad (39)$$

$$Q_{wi} = \frac{2\pi k_i h_i}{\mu_w} f_w(1 - S_{or}) \frac{\Delta p}{\ln \frac{r_c}{r_w}} \quad (40)$$

где k_i и h_i – проницаемость и мощность i -го пропластка соответственно, r_c – радиус контура питания скважины (радиус дренирования), r_w – радиус скважины по долоту, Q_{oi} и Q_{wi} – объёмный дебит нефти и воды в i -ом пропластке, μ_o и μ_w – вязкость нефти и воды соответственно, Δp – депрессия на пласт.

В случае, когда пропласток, для которого проводится расчет, заполнен

нефтью и водой, расчетная формула дебита учитывает значения относительных фазовых проницаемостей обоих флюидов следующим образом:

$$Q_i = 2\pi k_i h_i \left(\frac{f_o(S)}{\mu_o} + \frac{f_w(S)}{\mu_w} \right) \frac{\Delta p}{\ln \frac{r_c}{r_w}} \quad (41)$$

Обводненность определяется как дебит воды, деленный на суммарный дебит добываемой продукции:

$$W_i = \frac{\sum Q_{wi}}{\sum Q_{oi} + \sum Q_{wi} + \sum Q_i} \quad (42)$$

Следует определить, каким образом изменяется дебит добывающей скважины после того, когда в нагнетательную скважину был закачан реагент, снижающий проницаемости пропластков вблизи нагнетательной скважины. С этой целью вводится предположение о том, что проницаемости в пропластках вблизи добывающей скважины после воздействия вычисляются следующим образом:

$$\begin{cases} k'_i = k_i \cdot (1 - x), k_i \geq k_{sr} \\ k'_i = k_i \cdot (1 + y), k_i < k_{sr} \end{cases} \quad (43)$$

где x и y – неизвестные величины, k_{sr} – средняя проницаемость. Таким образом, проницаемости пропластков увеличиваются, если начальное значение проницаемости ниже среднего значения проницаемостей и уменьшаются, если выше среднего. Поскольку в системе из двух уравнений имеется четыре неизвестных величины, следует ввести еще два условия для разрешения системы.

Учитывая то, что на добывающей скважине до начала обработки имеется определенное распределение проницаемостей k_i , на нагнетательной скважине до начала обработки распределение проницаемостей приблизительно такое же, примем, что среднее значение проницаемостей вблизи добывающей скважины после закачки реагента в нагнетательную скважину остается равным среднему значению проницаемостей до начала обработки вблизи нагнетательной скважины. Также следует учесть, что для добывающей скважины сохраняется

значение R – разности среднеквадратичных отклонений приёмистости до R_0 и после R_1 воздействия, которое было и для нагнетательной скважины. Эта разность считается одним из возможных критериев эффективности обработки скважины суспензией и рассчитывалось авторами в более ранних исследованиях [24]. Эти условия можно записать следующим образом:

$$k_{sr} = Const, R = R_0 - R_1 = Const \quad (44)$$

$$\text{где } R_0 = \sqrt{\sum (V_i - V_{sr})^2}, R_1 = \sqrt{\sum (V'_i - V'_{sr})^2},$$

$$V_i = \frac{k_i H}{\sum_{j=1}^N k_j h_j}, V'_i = \frac{k'_i H}{\sum_{j=1}^N k'_j h_j} \quad - \quad \text{безразмерные приёмистости или}$$

относительные гидропроводности пропластков до воздействия и после воздействия вблизи добывающей скважины, H – сумма мощностей пропластков.

Значение дебита нефти после применения технологий ВПП для пласта, разделенного на некоторое количество пропластков, описывается приближенно экспоненциальной убывающей функцией [25] и может быть вычислено по формуле:

$$Q = Q_0 e^{-\frac{t}{\tau}} + Q_* e^{-\frac{t}{\tau_*}} \quad (45)$$

где Q_0 – значение дебита без применения ВПП в начальный момент времени, при этом отсчет времени начинается с момента прироста дебита, τ – время разработки, τ^* – время длительности эффекта прироста дебита после закачки суспензии, t – текущий момент времени.

Первое слагаемое в правой части выражения (45) – функция, согласно которой уменьшается значение дебита во времени t без применения ВПП, второе слагаемое – аналогичная функция для прироста дебита после закачки полимера.

С целью вычислить среднее время, после которого эффект действия закачки полимера прекращается в горизонтальном направлении, запишем уравнение Баклея-Левверетта [52]:

$$\frac{\partial S}{\partial t} + \frac{Q_0 F}{m} \frac{\partial S}{\partial x} = 0 \quad (46)$$

где m – пористость, x – координата, F – функция Баклея-Левверетта.

Равенство (46) справедливо для случая вытеснения несмешивающихся

флюидов в линейных системах и при условии, что поток является установившимся, при этом пористость коллектора имеет постоянное значение. Также предполагается, что движение воды определяется только водонасыщенностью, массообмен между фазами отсутствует, выполняются законы сохранения массы, импульса и энергии, капиллярными и гравитационными эффектами пренебрегается. Уравнение (46) является уравнением гиперболического типа.

Дифференциально уравнение (46) после перехода к конечным разностям с аппроксимацией производных по методу Эйлера будет иметь вид:

$$\frac{\Delta S}{\Delta \tau_*^1} + \frac{Q_0 F}{m} \frac{\Delta S}{l} \cong 0 \quad (47)$$

где τ_*^1 – среднее время, после которого эффект действия потокоотклоняющих технологий перестает действовать в горизонтальном направлении, так как вода достигает добывающей скважины, l – расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами.

При переходе из равенства (46) к приближенному равенству (47) первые производные по времени и по координате имеют первый порядок аппроксимации.

Из уравнения (47) искомое время выражается в виде:

$$\tau_*^1 = \left| -\frac{lm}{FQ_0} \right| \quad (48)$$

Для того чтобы определить время, после которого начинаются вертикальные перетоки, запишем уравнение пьезопроводности, которое описывает распределение давления в пласте для жидкости в зависимости от времени и координаты:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \varkappa \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} \quad (49)$$

где p – давление, y – координата, \varkappa – коэффициент пьезопроводности, характеризующий скорость изменения давления в пласте.

Дифференциальное уравнение вида (49) с использованием метода Эйлера

можно переписать в виде:

$$\frac{\Delta p}{\tau_*^2} = \alpha \frac{\Delta p}{H^2} \quad (50)$$

где τ_*^2 – время, после которого начинаются вертикальные перетоки.

Тогда искомое время из выражения (50) будет рассчитываться по формуле:

$$\tau_*^2 = \frac{H^2}{\alpha} \quad (51)$$

Коэффициент анизотропии коллектора рассчитывается по формуле:

$$\alpha = \beta \frac{k_v}{k_l} \quad (52)$$

где k_v – среднее геометрическое значение проницаемости, k_l – среднее арифметическое значение проницаемости, β – постоянное значение.

Таким образом, время, в течение которого будет наблюдаться прирост дебита, зависит от коэффициента анизотропии и запишется следующим образом:

$$\tau_* = \alpha \tau_*^1 + (1 - \alpha) \tau_*^2 \quad (53)$$

ГЛАВА 14. ПРИМЕР РАСЧЕТОВ ДЛЯ ОДНОЙ СКВАЖИНЫ

Далее для примера рассмотрим расчеты для одной скважины на одном из месторождений Западной Сибири. В табл. 2 приведены значения мощностей пропластков и проницаемостей до применения ВПП. При этом начальная вязкость нефти $\mu_o=8\text{сП}$, остаточные нефтенасыщенность и водонасыщенность соответственно равны $S_{or}=0,35$, $S_{wr}=0,2$, разность среднеквадратических отклонений относительных гидропроводностей $R_0-R_I=0,334$, рассчитанная по методике, приведенной в статье авторами [53]. В таблице 3 приведены проницаемости пропластков до начала обработки и мощности пропластков.

$k_i (D)$	$h_i (m)$
0,015	0,9
0,262	1,8
0,558	2,4
0,186	0,9
0,352	2,8
0,063	0,5
0,057	3,2
0,002	1,3
0,049	0,7
1,034	0,4
0,204	1,3
0,01	1,1
0,018	1,7
0,004	1

Таблица 3. Проницаемости пропластков до начала обработки и мощности пропластков

В первую очередь для определения обводненности следует рассчитать распределение водонасыщенностей в области призабойной зоны пласта. Поэтому с учетом введенных допущений был построен алгоритм для расчета водонасыщенностей в пропластках. Составленный алгоритм допускает изменение всех выбранных в модели параметров. Затем с учетом полученного распределения водонасыщенностей, значения приемистости скважины и

разности среднеквадратических отклонений были рассчитаны проницаемости в области призабойной зоны пласта после обработки скважины. После пересчета проницаемостей было рассчитано значение обводненности продукции после воздействия полимерной системой.

Для того, чтобы рассчитать дебиты нефти по известной формуле Дюпюи до и после применения технологии ВПП необходимо также учесть следующие параметры: расстояние между добывающей и нагнетательной скважиной $l=300$ м, средняя пористость $m=0,262$, функция Баклея-Левретта $F=0.8$, мощность продуктивного пласта $H=10,3$ м, коэффициент пьезопроводности $\alpha=0,00126$ м²/с, $\beta=86,71$, плотность нефти $\rho=900$ кг/м³, радиус скважины $r_c=0,1$ м, радиус контура питания $R_k=300$ м, депрессия на пласт до применения технологии ВПП $\Delta p=112 \cdot 10^5$ Па, после – $\Delta p=142 \cdot 10^5$ Па.

ГЛАВА 15. РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате расчетов была получена зависимость падения обводненности после обработки полимерной системой от значения начальной обводненности (см. рис. 3). Таким образом, в случае, когда рассматривается модель, в которой обводнение происходит последовательно, начиная с наиболее высокопроницаемого пропластка и заканчивая менее проницаемым пропластком, большее падение обводненности наблюдается в интервале значений начальной обводненности 0,45-0,65.

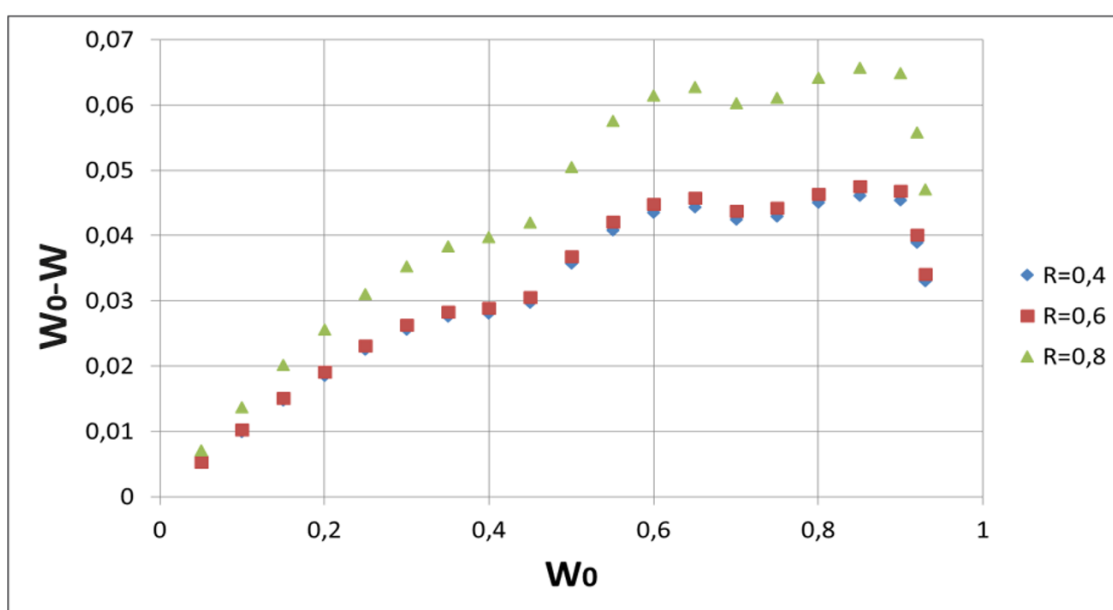


Рис. 9. График зависимости падения обводненности после обработки суспензией в зависимости от значения начальной обводненности

Среднее геометрическое значение проницаемости:

$$k_v = (k_1 \cdot k_2 \cdot \dots \cdot k_{14})^{1/14}$$

$$k_v = 0,60 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$$

Среднее арифметическое значение проницаемости

$$k_l = \frac{k_1 + k_2 + \dots + k_{14}}{14}$$

$$k_l = 2,01 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$$

Спрогнозированные значения дебита нефти до и после применения технологии ВПП равны соответственно:

$$Q_0=6,92 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}, Q=9,91 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$$

Таким образом, при параметрах, которые были выбраны для расчетов, было спрогнозировано, что будет наблюдаться прирост дебита нефти после применения технологии ВПП на 30,2%.

Следует отметить, что дополнительная накопленная добыча за 2 года разработки по промысловым данным составляет 1,06 тыс. тонн, при этом рассчитанное значение также 1,06 тыс. тонн. Таким образом, модель обладает достаточной точностью.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы была предложена методика прогнозирования снижения обводнённости; с помощью разработанной математической модели определены значения коэффициента повреждения породы, недоступного объема пор, максимального удерживания удержания, константы Генри и коэффициента фильтрации с использованием предоставленных лабораторных экспериментов; на основе полученных значений коэффициентов фильтрации и повреждения породы рассчитаны коэффициент перераспределения потоков и среднее значение проницаемости пропластков в призабойной зоне нагнетательной скважины после воздействия на основе модели глубокого проникновения дисперсных частиц в пористую среду; разработана суррогатная модель, показавшая снижение темпа прироста обводнённости продукции добывающей скважины в результате воздействия на нагнетательную скважину; установлено, что с увеличением коэффициента перераспределения потоков возрастает темп падения обводнённости; спрогнозировано снижение обводнённости продукции добывающих скважин при применении физико-химических методов увеличения нефтеотдачи.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. A Recrosslinkable Preformed Particle Gel for Conformance Control in Heterogeneous Reservoirs Containing Linear-Flow Features / J. Pu, B. Bai, A. Alhuraishawy, T. Schuman, Ya. Chen, X. A. Sun. Society of Petroleum Engineers. – 2019. – SPE-191697-PA. – 12 p.
2. A. T. Litvin, A. A. Terentiyev, D. A. Gornov Selection of Effective Solvents – Universal Modification of Presently Available Enhanced Oil Recovery Methods and Oil Production Stimulation Processes. Society of Petroleum Engineers. – 2020. – Paper Number: SPE-201831-MS. p
3. Alghazal M., Ertekin T. Modeling of Deep Polymer Gel Conformance Treatments Using Machine Learning. Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-203450-MS
4. Al-Sofi A.M. Assessment of polymer interaction with carbon rocks and implication for EPR application. Society of Petroleum Engineers. – 2017. – Conference paper SPE-188086-MS. – 9 p. <https://doi.org/10.2118/188086-MS>
5. Bai B., Sun X. Development of Swelling-Rate Controllable Particle Gels to Control the Conformance of CO₂ Flooding Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-200339-MS. – p.15
6. Case History of Conformance Solutions for West Sak Wormhole/Void Space Conduit with a New Reassembling Pre-formed Particle Gel RPPG / G.Targac, C. Gallo, D. Smith, C. Huang, S. Autry, J. Peirce, L. Baohong, D. Xinwantong // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – 201302-ms. – 18 p.
7. Chen Z. A study of factors influencing polymer hydrodynamic retention in porous media. Society of Petroleum Engineers. – 2016. – Conference paper SPE-179607-MS. – 10 p. <https://doi.org/10.2118/179607-MS>

8. Cohen Y. Polymer retention and adsorption in the flow of polymer solutions through porous media. *SPE Reservoir Engineering*. – 1986. – № 2. – P. 113-118. <https://doi.org/10.2118/12942-PA>
9. D. N. Gulyaev, A. I. Ipatov, N. N. Chernoglazova. Oil Recovery Enhancement From Low-Permeable Reservoirs On Base Of Reservoir Simulation With Well-Testing And Production Logging. Society of Petroleum Engineers. – 2010. – SPE 133746. – 8 p.
10. D.N. Gulyaev, A. I. Ipatov, N. N. Chernoglazova. Oil Recovery Enhancement from Low-Permeable Reservoirs on Base of Reservoir Simulation with Well-Testing and Production Logging. Society of Petroleum Engineers. – 2010. – SPE-133746-MS.
11. Dawson R. Inaccessible pore volume in polymer flooding. *SPE Journal*. – 1972. – V. 12. – № 5. – P. 448-452. <https://doi.org/10.2118/3522-PA>
12. Determination of Suspension Filtration Parameters from Experimental Data / K. M. Fedorov, A. P. Shevelev, A. V. Kobyashev, V. A. Zakharenko, A. V. Kochetov, R. S. Neklesa, A. V. Usoltsev. Society of Petroleum Engineers. – 2019. – SPE-202018-ms. – 15 p.
13. Emad W. Al-Shalabi. Numerical Modeling of Biopolymer Flooding in High-Temperature High-Salinity Carbonate Cores. Society of Petroleum Engineers. – 2018. – OTC-28447-MS. – 32 p.
14. Emulsified Polymer Gel Pickering Emulsion for Conformance Control: Emulsion Formulation, Stability and Coreflooding Investigation / T. Saikia, A. Sultan, A. Barri, A. Shamsan. Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-199237-MS. – 9 p.
15. Evaluation and Plugging Performance of Carbon Dioxide-Resistant Particle Gels for Conformance Control / X. Sun, Yi. Long, B. Bai, M. Wei, S. Suresh. Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-200493-PA. – 16 p.

16. Evaluation of In-Situ Gelation Behavior by Slim Tube Technique for Deep Conformance Control / J. Wang, A. M. AlSofi, Ya. A. Alzahid, A. M. Boqmi. Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-203237-MS.
17. Evaluation of Termopolymer-Gel Systems Crosslinked by Polyethylenimine for Conformance Improvement in High-Temperature Reservoirs / D. Zhu, J. Hou, Y. Chen, Q. Wei, S. Zhao, B. Bai. Society of Petroleum Engineers. – 2019. – 194004-PA. – 15 p.
18. Experimental Study of Microgel Conformance-Control Treatment for a Polymer-Flooding Reservoir Containing Superpermeable Channels / Ya. Zhao, J. Leng, B. Lin, M. Wei, B. Bai. Society of Petroleum Engineers. – 2021. – SPE-205486-PA.
19. Farajzadeh R. Simulation sorption and mechanical entrapment during polymer flow through porous media. Society of Petroleum Engineers. – 2015. – Conference paper SPE-175380-MS. – 24 p. <https://doi.org/10.2118/175380-MS>
20. Gilman J.R., MacMillan D.J. Improved Interpretation of the Inaccessible Pore-Volume Phenomenon. Society of Petroleum Engineers. – 1987. – SPE-13499-PA. – 13 p
21. Hug C. Polymer retention in porous media. Society of Petroleum Engineers. – 1990. – Conference paper SPE/DOE 20235. – 20 p. <https://doi.org/10.2118/20235-MS>
22. Improved Upscaling of EOR Systems for Realistic Reservoir Modeling with the Aid of Multi-Scale Verification. Ortiz J. E. M., Gossuin J., Liu Y. [и др]. Society of Petroleum Engineers. – 2019. – SPE-195872-MS. – 13 p
23. Improving Conformance in an Injector Well Using Delayed Crosslink Polymer Gel: A Case Study / M. Varshney, A. Goyal, I. Goyal, A. Jain, N. Pandey, A. Parasher, S. Vermani, A. S. Negi, V. Sharma. Society of Petroleum Engineers. – 2018. – 192136-MS. – 16 p.

24. Interpretation of Permeability-Dependent Residual Resistance Factors Caused from Polymer Retention Using Selection of Mechanical Trapping Constant. Byungin C., Kanghee P, Jinsuk C [и др.]. Society of Petroleum Engineers. – 2015. – Paper Number: ISOPE-I-15-422. – 13 p
25. Lakatos-Szabo J. Disproportional permeability modification by alcohol-containing polymer solutions: laboratory studies and field experiences. Society of Petroleum Engineers. – 2002. – Conference paper SPE-75185-MS. – 7 p. <https://doi.org/10.2118/75185-MS>
26. Lotsch T., Muller T., Pusch G. The Effect of Inaccessible Pore Volume on Polymer Coreflood Experiments. Society of Petroleum Engineers. – 1985. – SPE-13590-MS. – 13 p
27. Low Polymer Retention Opens for Field Implementation of Polymer Flooding in High Salinity Carbonate Reservoirs. Skauge A., Skauge T., Pourmohamadi S.[и др.] Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-202809-MS. – 13 p
28. Matveev S., Gazizov A., Gazizov A. Polymer Dispersed Systems for Conformance Improvement in Fractured Carbonate Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-202835-MS.
29. Measurements of Polysaccharide Polymer Properties in Porous Media. Fletcher A.J.P., Flew S.R.G., Lamb S.P. [и др.] Society of Petroleum Engineers. – 1991. – SPE-21018-MS. – 13 p
30. Mechanism Investigation and Optimization of Conformance Control by Polymer Microsphere in Heterogeneous Offshore Oil Fields / X. Chen, Y. Li, Z. Liu, J. Zhang, X. Li, H. Zhang. Society of Petroleum Engineers. – 2020. – OTC-30200-MS.
31. Modeling Gelation Time of Organically Crosslinked Polyacrylamide Gel System for Conformance Control Applications / A. Al-Anazi, Z. Al-Kaidar, J. Wang, S. Aramco. Society of Petroleum Engineers. – 2019. – 196775-MS. –16 p.

32. Pancharoen M., Thiele M. R., Kavscek A. R. Inaccessible Pore Volume of Associative Polymer Floods. Society of Petroleum Engineers. – 2010. – SPE-129910-MS. – 13 p
33. Pancharoen M. Inaccessible pore volume of associative polymer floods. Society of Petroleum Engineers. – 2010. – Conference paper SPE-129910-MS. – 15 p. <https://doi.org/10.2118/129910-MS>
34. Pires A.P. A splitting technique for analytical modelling of two-phase multicomponent flow in porous media. Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2006. – V. 51. – P. 54–67.
35. Reinforcement of Polyacrylamide-Co-Tert-Butyl Acrylate Base Gel Using Nanosilica for Conformance Control at Low and High Reservoir Temperatures / M. Shamlooh, A. Hamza, I. A. Hussein, M. S. Nasser, S. Salehi. Society of Petroleum Engineers. – 2020. – 199324-MS. – 8 p.
36. Sheng J.J. A comprehensive review of alkali-surfactant-polymer (ASP) flooding. Society of Petroleum Engineers. – 2013. – Conference paper SPE-165358-MS. – 20 p. <https://doi.org/10.2118/165358-MS>
37. Sheng J.J., Leonhardt B., Azri N. Status of polymer-flooding technology. Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2015. – V. 54. – № 2. – P. 116-126. <https://doi.org/10.2118/174541-PA>
38. Sizing Gelant Treatment for Conformance Control in Hydraulically-Fractured Horizontal Wells / B. Liang, H. Jiang, J. Li, M. Li, Yu. Lan, R. Seright. Society of Petroleum Engineers. – 2020. – SPE-200338-MS. – 18 p.
39. Sorbie K.S. Polymer-improved oil recovery. USA, Boca Ralton: CRC Press, 1991. – 359 p.
40. Sun X., Bai B. Understanding the plugging performance of HPAM-Cr (III) Polymer Gel for CO₂ Conformance Control. Society of Petroleum Engineers. – 2019. – CMTC-556840-MS. – 6 p.

41. Theoretical Analysis of Profile Conformance Improvement Due to Suspension Injection / K. M. Fedorov, A. Ya. Gilmanov, A. P. Shevelev, A. V. Kobyashev, D. A. A. Anuriev. *Mathematics*. – 2021. – Vol. 9. Issue 15.
42. Thermally Activated Particles Injection for Deep Conformance Control to Improve Oil Recovery in an Argentina Mature Waterflooded Reservoir: Cerro Dragon Field. Design, Field Implementation and Results / A. Iuliano, J. E. Gómez, C. R. Martínez, L. C. Alonso, M. Kazempour, M. Kiani, D. Alzate, P. Singh, G. Jerauld. *Society of Petroleum Engineers*. – 2020. – SPE-200464-MS. –22 p.
43. Thermally Activated Particles Injection for Deep Conformance Control to Improve Oil Recovery in an Argentina Mature Waterflooded Reservoir: Cerro Dragon Field. Design, Field Implementation and Results / A. Iuliano, J. Gómez, C. Martínez, L. Alonso, M. Kazempour, M. Kiani, D. Alzate, P. Singh, G. Jerauld. *Society of Petroleum Engineers*. – 2020. – 200464-MS. – 22 p.
44. Torrealba V. A., Hoteit H.. *Society of Petroleum Engineers*. Conformance Improvement in Oil Reservoirs by Use of Microemulsions– 2018. – SPE-192289-MS. – 22 p.
45. Trogus F.J. Static and dynamic adsorption of anionic and nonionic surfactants. *SPE Journal*. – 1977. – № 5. – P. 337-344. <https://doi.org/10.2118/6004-PA>
46. Verma S. K., Adibhatla B., Kaminsky R. D., Wattenbarger R. C., Davidson J. E. Modeling Polymer Flood in an Unstructured Grid Simulator. *Society of Petroleum Engineers*. – 2009. – SPE-118985-MS. – 14 p
47. Waterflood Conformance Improvement Method in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs with Gel Injection / L. Jain, T. Zhang, H. Nguyen, Z. Mirkovic, V. Lee, S. Lau, P. John, K. Spilker, E. Daniel. *Society of Petroleum Engineers*. – 2020. – IPTC-20275-MS. – 14 p.
48. Wevev D.A.Z. The effect of presence of oil on polymer retention in porous media from clastic reservoirs in Sultanate of Oman. *Society of Petroleum Engineers*.

- 2018. – Conference paper SPE-190430-MS. – 17 p.
<https://doi.org/10.2118/190430-MS>
49. Волокитин Я.Е. Исследование адсорбционных процессов при АСП-заводнении для условия Западно-Салымского месторождения. Society of Petroleum Engineers. – 2014. – Статья для конференции SPE-171323-RU. – 13 с.
<https://doi.org/10.2118/171223-RU>
50. Ентов В.М. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи. – М.: Недра, 1989. – 232 с.
51. Тома А., Сакж Б., Абиров Ж. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти. Территория нефтегаз. – 2017. – № 7-8 август 2017. – 8 с.
52. Уиллхайд П. Г. Заводнение пластов. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 333 с.
53. Федоров К.М. Нестационарная фильтрация при наличии химических реакций с пористой средой. Известия АН СССР, серия МЖГ. – 1987. – № 1. – С. 82-87.