

На правах рукописи



**НАЖИСУ**

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ И ЧИСЛЕННОЕ  
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ ДЛЯ  
НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Уфа – 2020

Работа выполнена в отделении нефтегазового дела федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет».

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор  
**Ерофеев Владимир Иванович**

Официальные оппоненты: **Савенок Ольга Вадимовна**  
доктор технических наук, доцент  
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный  
технологический университет» / кафедра  
нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
профессор

**Чижов Александр Петрович**  
кандидат технических наук, доцент  
ГАНУ «Институт стратегических исследований  
Республики Башкортостан» / лаборатория  
нефтегазовых исследований, ведущий научный  
сотрудник

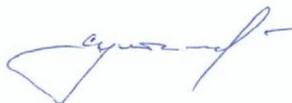
Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное учреждение  
науки Институт химии нефти Сибирского отделения  
Российской академии наук (г. Томск)

Защита диссертации состоится «21» мая 2020 года в 16-00 ч. на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте [www.rusoil.net](http://www.rusoil.net).

Автореферат диссертации разослан « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность темы исследования

Обширная нефтепромысловая практика разработки нефтяных месторождений, характеризующихся сложным геологическим строением, показала, что основной проблемой поздней стадии разработки является высокая обводненность добываемой продукции. К сожалению, современные способы и методы исследований как на этапе геологического изучения, а затем и на ранних стадиях разработки нефтяного месторождения не позволяют оценить, а тем более спрогнозировать степень неоднородности коллектора по проницаемости.

Проблема выработки нефти сложнопостроенных коллекторов выявляется в полной мере на поздних стадиях разработки и связана она либо с высокой послойной неоднородностью по проницаемости, либо с развитой неоднородностью по латерали. На практике в той или иной степени присутствуют оба вида неоднородности, внося свой вклад в фильтрационные процессы и обуславливают высокую обводненность добываемой продукции.

В силу указанных особенностей геологического строения нефтесодержащих коллекторов промысловикам приходится искать технологические решения, направленные на локализацию источников обводнения. Одним из перспективных направлений поиска технологий по ограничению водопритока в добывающие скважины является метод воздействия водоизолирующими составами со стороны нагнетательных скважин с целью изменения или перераспределения направления фильтрационных потоков в средне и низкопроницаемые пропластки, ранее не дренируемые.

Таким образом, разработка агентов и технологий на их основе по выравниванию профиля приемистости и перераспределения фильтрационных потоков по латерали является актуальной технологической задачей. Кроме того, с разработкой коллекторов с высокой минерализацией пластовых вод необходимо разрабатывать реагенты с высокой солеустойчивостью для увеличения нефтеотдачи пластов.

В соответствии с геолого-физическими особенностями коллектора и состоянием разработки, с помощью одного реагента трудно выполнить поставленную задачу. Поэтому только сочетание различных типов реагентов для изоляции воды и выравнивания профиля приемистости позволяют решить задачу как вблизи скважин, так и в удаленных участках пласта, при этом значительно снизить стоимость реагентов.

### **Степень разработанности темы**

Вопросами разработки методов и технологий физико-химического воздействия на нефтяной коллектор занимались многие ученые: Л.К. Алтунина, Р.Х. Алмаев, В.Е. Андреев, Ю.В. Антипин, Г.А. Бабалян, А.А. Боксерман, И.В. Владимиров, А.Ш. Газизов, А.Т. Горбунов, С.Н. Закиров, С.А. Жданов, Т.С. Исмагилов, Д.А. Каушанский, И.И. Клещенко, Ю.А. Котенев, В.А. Кувшинов, А.Н. Куликов, Л.Е. Ленченкова, Н.А. Лядова, Л.А. Магадова, В.Н. Манырин, Н.Н. Михайлов, В.А. Мордвинов, Р.Х. Муслимов, А.М. Петраков, Б.В. Покрепин, А.В. Распопов, М.К. Рогачев, Б.Ф. Сазонов, М.А. Силин, М.Л. Сургучев, К.В. Стрижнев, А.Г. Телин, Р.Н. Фахретдинов, А.Я. Хавкин, Н.И. Хисамутдинов, В.Н. Хлебников, А.Х. Шавердиев, А.И. Швецов, Э.М. Юлбарисов, В. Bai, С. Dai, X. Lu, Y.H. Zhu, J.J. Sheng, K. Skrettingland, X. Tang, D.M. Wang, D.A.Z. Wever, C. Xiong и другие.

Несмотря на многочисленные публикации по проблеме повышения нефтеотдачи пластов, многие её аспекты требуют дополнительных научных исследований и практической реализации, поэтому рассматриваемая тема сохраняет безусловную актуальность.

**Цель работы** – исследование и разработка составов композиций и технологий для повышения нефтеотдачи коллекторов с высокой минерализацией пластовых вод на поздней стадии разработки нефтяных месторождений.

### **Основные задачи исследования**

1. Разработать оптимальный состав композиций для выравнивания профиля приемистости и улучшения процесса нефтевытеснения, оценить физико-химические свойства выбранных агентов и их композиций.

2. Разработать оптимальный состав блокирующих композиций для высоко проницаемых каналов и обширных зон с высокой проницаемостью по латерали, исследовать физико-химические свойства разработанных композиций.

3. Провести экспериментальные исследования по изучению процесса выравнивания профиля приемистости и вытеснения нефти на фильтрационной установке с искусственными кернами.

4. Создать численные модели неоднородных по проницаемости коллекторов и исследовать распределение остаточной нефти. Оптимизировать параметры и совершенствовать комплексную технологию повышения нефтеотдачи пластов с использованием численного моделирования физико-химического заводнения на участке месторождения Т. Спрогнозировать технологическую эффективность рекомендуемых технологий.

### **Научная новизна**

1. Научно обоснован и получен оптимальный состав геля на основе гидроксипропилкрахмала и акриламида для эффективной блокировки высоко проницаемых каналов и обширных зон с высокой проницаемостью по латерали коллекторов с высокой минерализацией пластовых вод. Установлены физико-химические свойства и экспериментально показана высокая блокирующая эффективность разработанной композиции.

2. Разработан состав неорганического геля на основе геополимера для блокировки высоко проницаемых каналов и обширных зон с высокой проницаемостью по латерали коллекторов с высокой минерализацией пластовых вод. Установлены физико-химические свойства и экспериментально показана высокая блокирующая эффективность разработанной композиции.

3. Научно обоснованы и установлены оптимальная концентрация и размер оторочки основного агента, и количество циклов поочередного закачивания для силикатной технологии выравнивания профиля приемистости. Экспериментально показано, что сочетание одновременного введения силиката натрия и поверхностного активного вещества (ПАВ) приводит к значительному увеличению коэффициента охвата и способствует повышению эффективности

вытеснения нефти. Снижение скорости закачки основного агента приводит к снижению способности поглощения жидкости пропластками с низкой и средней проницаемостью, повышается способность управления фильтрационными потоками, что приводит к увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН).

4. Разработана комплексная технология повышения нефтеотдачи коллекторов с высокой минерализацией пластовых вод с использованием методов физического и численного моделирования.

### **Теоретическая и практическая значимость**

1. Разработаны оптимальные химические составы композиций, представляющие собой блокирующие агенты для высоко проницаемых каналов и обширных зон с высокой проницаемостью по латерали для коллекторов с высокой минерализацией пластовых вод.

2. Разработана комплексная технология выравнивания профиля приемистости и вытеснения нефти на месторождениях с высокой минерализацией пластовых вод, что позволяет значительно повысить нефтеотдачу пластов.

3. Результаты фильтрационных исследований и численного моделирования для коллекторов с высокой минерализацией пластовых вод будут использоваться при проектировании геолого-технических мероприятий и создании гидродинамических и численных моделей разработки месторождений в Чжаньцзяне и Синьцзяне (Китай).

4. Разработанные составы для блокировки высоко проницаемых каналов и обширных зон с высокой проницаемостью по латерали для коллекторов с высокой минерализацией пластовых вод рекомендованы к применению на месторождении в Синьцзяне (Китай).

### **Методология и методы исследования**

Поставленные задачи решались на основании анализа применения блокирующих составов для нагнетательных скважин в мировой практике, изучения механизма их действия, проведения экспериментальных лабораторных исследований, физического и численного моделирования изучаемых процессов.

### **Положения, выносимые на защиту**

1. Результаты исследования влияния концентрации компонентов на гелеобразование, реологические свойства и блокирующую эффективность привитого сополимера крахмала.

2. Закономерности влияния концентрации компонентов на гелеобразование, результаты исследований физико-химических свойств и блокирующей эффективности неорганического геля на основе геополимера.

3. Экспериментально установленные закономерности влияния размера оторочек основного агента, цикла нагнетания, скорости закачивания основного агента и сочетания с раствором ПАВ по силикатной технологии выравнивания профиля приемистости и нефтевытеснения на увеличение добычи нефти и уменьшение обводненности.

4. Численное моделирование исследований комбинированного воздействия на испытательном участке и прогнозирование технологической эффективности рекомендуемых мероприятий.

### **Соответствие паспорту специальности**

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту специальности ВАК РФ 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: Геолого-физические и физико-химические процессы, протекающие в пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр нефти и газа известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для создания научных основ эффективных систем разработки месторождений углеводородов и функционирования подземных хранилищ газа (п. 2); Научные основы компьютерных технологий проектирования, исследования, эксплуатации, контроля и управления природно-техногенными системами, формируемыми для извлечения углеводородов из недр или их хранения в недрах с целью эффективного использования методов и средств информационных технологий, включая имитационное моделирование геологических объектов, систем выработки запасов углеводородов и геолого-технологических процессов (п. 5).

### **Степень достоверности и апробация результатов**

Достоверность научных положений основана на теоретических и экспериментальных исследованиях с использованием естественных образцов нефти, пластовой воды, песка, разных искусственных кернов и современного высокотехнологичного оборудования для исследования физико-химических свойств разработанных композиций, реагентов и нефтевытесняющих процессов, сходимостью расчетных параметров с эмпирическими данными и воспроизводимостью результатов исследований. Результаты исследований нефтевытесняющей способности и оптимизации параметров различных композиций подтверждены экспериментальными данными, полученными на фильтрационной установке.

Основные положения, результаты экспериментальных исследований, выводы и рекомендации докладывались на XXI, XXII, XXIII международном симпозиуме имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, «Проблемы геологии и освоения недр» (г. Томск, 2017-2019 гг.); X всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина «Творчество юных - шаг в успешное будущее: Арктика и её освоение» (г. Томск, 2017 г.); 14-м международном форуме по стратегическим технологиям IFOST (г. Томск, 2019 г.); XIII всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (г. Москва, 2019 г.)

### **Публикации**

По теме диссертации опубликовано 17 научных работ, в том числе 5 статей в изданиях, входящих в перечень ВАК Министерства образования и науки Российской Федерации, 6 статей в изданиях, входящих в базу данных Scopus и Web of Science.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, 5-и глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 113

наименований. Материал диссертации изложен на 170 страницах, включает 58 таблиц, 87 рисунков.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность темы диссертации, сформулирована цель, задачи и решения исследования, представлены научная новизна, защищаемые положения и практическая значимость.

В **первой главе** рассмотрены химические методы увеличения нефтеотдачи пластов, особое внимание уделено технологиям выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах и вытеснения нефти растворами ПАВ, приводятся их классификация, достоинства и недостатки, отмечаются существующие проблемы. Проведенный анализ показал актуальность исследований, направленных на разработку методов и реагентов выравнивания профиля приемистости для коллекторов с высокой минерализацией пластовых вод. Кроме того, в связи со сложным геологическим строением коллектора и текущим состоянием разработки, с помощью одного реагента трудно выполнить все технологические и экономические требования. В этой связи оптимальное сочетание различных типов реагентов для изоляции воды и выравнивания профиля приемистости позволяет изменять направление фильтрационных потоков не только вблизи скважин, но и в удаленных участках пласта при значительном снижении затрат.

В настоящее время большинство промышленных органических блокирующих агентов из-за своей невысокой солеустойчивости, термостабильности и плохой растворимости не могут длительно и эффективно применяться на нефтяных месторождениях с высокой температурой и степенью минерализации пластовых вод. Поэтому технология изоляции пластовых вод и выравнивание профилей приемистости с использованием неорганических агентов в последние годы становится все более актуальным направлением для решения проблем высокой обводненности сложнопостроенных нефтяных коллекторов из-

за их высокой термостойкости, стабильности в средах, содержащих высокие концентрации солей катионов кальция, магния, низкой цены, высокой фильтруемости, низкой деградации и экологической безопасности для окружающей среды. Для нефтяного месторождения Т рассмотрены особенности геологического строения, текущее состояние разработки и выявлены ее основные недостатки. Общая минерализация пластовой воды данного месторождения изменяется от 115,5 до 191,8 г/л. Из анализа следует, что актуальным является разработка эффективных мероприятий по выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин для увеличения добычи нефти и снижения обводненности добываемой продукции.

**Вторая глава** посвящена выбору и оценке основных характеристик химических агентов для выравнивания профиля приемистости и нефтевытеснения. В главе приводятся результаты подбора состава и концентраций химических агентов для осадкообразующей технологии выравнивания приемистости и вытеснения нефти растворами ПАВ, а также определения их основных физико-химических свойств. Кроме того, процессы изготовления искусственного керна по методу цементирования эпоксидной смолой и основное оборудование описаны в данной главе.

Исследования по подбору химических агентов для осадкообразующей технологии выравнивания профиля приемистости показали, что  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  и  $\text{Na}_2\text{SO}_3$  быстро реагируют с ионами  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$  в воде, а продукты  $\text{CaCO}_3$  и  $\text{CaSO}_3$  плохо растворимы в воде, все осадки осаждаются через 30 мин. Химическая реакция  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  с ионами  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$  в воде также является высокой. Продукт  $\text{CaSiO}_3$  может длительное время поддерживаться во взвешенном состоянии при нормальной температуре и в условиях высокой температуры, имеет хорошую способность транспортировки и может использоваться для выравнивания профиля приемистости. Поэтому  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  был выбран в качестве основного агента, а  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$  в нагнетаемой воде были использованы в качестве вспомогательного агента в последующих экспериментах.

Исследования межфазного натяжения и адсорбционных характеристик раствора ПАВ показали, что раствор сильной щелочи + тяжелого алкилбензолсульфоната и раствор слабой щелочи + нефтяного сульфоната могут немного уменьшить межфазное натяжение раствора и нефти по сравнению с пластовой водой и нефти. А неионогенный ПАВ (DWS) может значительно снизить межфазное натяжение до ультранизкого уровня ( $10^{-3}$  мН/м) и когда количество адсорбций равно три, межфазное натяжение можно поддерживать на уровне  $10^{-2}$  мН/м, поэтому раствор неионогенного ПАВ обладает хорошей антиадсорбционной способностью.

Результаты экспериментов по оценке нефтewытесняющей способности растворов ПАВ показали, что раствор неионогенного ПАВ может эффективно снижать межфазное натяжение между нефтью и раствором и повышать эффективность нефтewытеснения. Но в условиях высокой обводненности образуется доминирующий канал потока в керне и раствор ПАВ протекает преимущественно в основной канал и уменьшает остаточную нефтенасыщенность в основном канале, которое приводит к уменьшению коэффициента сопротивления и давления закачки.

При исследовании механизма выработки нефти фильтрационные эксперименты с применением кернов являются необходимыми для многих оценочных работ. В связи с высокой стоимостью и ограниченным количеством природных кернов в большинстве экспериментов используются искусственные керны, за исключением небольшого количества экспериментов с использованием природных кернов. В данной главе описаны основное оборудование и основные процессы изготовления искусственного керна по методу цементирования породoобразующего материала эпоксидной смолой. В настоящей работе были использованы следующие типы искусственных кернов: цилиндрический керн, однородный керн, неоднородный керн и керн, покрытый снаружи эпоксидной смолой.

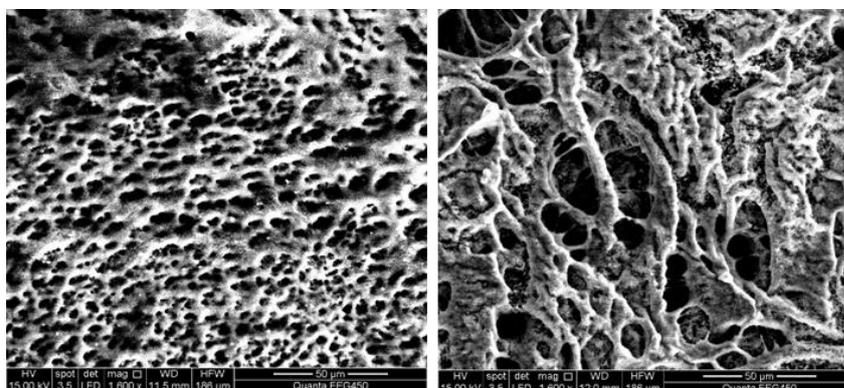
**Третья глава** посвящена разработке закупоривающих агентов для высоко проницаемых каналов и обширных зон с высокой проницаемостью по латерали и

оценке их физико-химических свойств. Для решения проблем, связанных с блокировкой зон с высокой проницаемостью по латерали, выявленных на поздней стадии разработки нефтяного месторождения Т, в данной главе были разработаны две разные высокоэффективные водоизолирующие композиции: привитый сополимер на основе крахмала и неорганический гель на основе геополимера.

Привитый сополимер на основе крахмала разработан с использованием гидроксипропилкрахмала, акриламида, сшивающего агента, инициатора и пластовой воды. Проведены исследования влияния концентрации гидроксипропилкрахмала, акриламида, сшивающего агента и инициатора на скорость гелеобразования. На основе полученных результатов исследования процессов гелеобразования и прочности получаемых гелей выбраны две композиции закупоривающих агентов: композиция I (2% гидроксипропилкрахмал + 2,4% акриламид + 0,012% сшивающий агент + 0,0048% инициатор) и композиция II (3% гидроксипропилкрахмал + 2,8% акриламид + 0,0112% сшивающий агент + 0,0056% инициатор). С помощью сканирующего электронного микроскопа, ИК-спектроскопии, фильтрационных и реологических исследований был изучен процесс гелеобразования привитого сополимерного геля крахмала и эффективность изоляции высокопроницаемых пористых сред с точки зрения устойчивости сополимера к разбавлению, сопротивлению сдвигу, маслостойкости и стабильности во времени.

Из Рисунка 1 видно, что пространственная сетевая структура молекулы привитого сополимера крахмала плотно распределена, а отверстия сетки маленькие и равномерно распределены. Толщина каждой молекулярной цепи практически однородна. Полимерная сетевая структура без добавления крахмала распределена неравномерно, конструкция разряжена, а отверстия сетки большие. Толщина молекулярной цепи неравномерная, имеет крепкий основной каркас и тонкую разветвленную цепь. Привитой сополимер крахмала и гомополимер, образованный путем полимеризации акриламида, взаимопроникают и образуют структуры взаимопроникающих сеток. Привитой сополимер крахмала имеет однородную сетевую структуру, которая повышает жесткость структуры агрегата

и улучшает стабильность, благоприятную для высоко проницаемых каналов и обширных зон с высокой проницаемостью по латерали в пласте.



а)

б)

Рисунок 1 - Снимки привитого крахмального сополимера композиции II (а) и полимер без гидроксипропилкрахмала (б), полученные с помощью сканирующего электронного микроскопа (увеличение в 1600 раз)

Из ИК-спектра привитого сополимера крахмала следует, что пик поглощения  $-\text{NH}_2$  групп появляется при  $3420 \text{ см}^{-1}$ , а пик поглощения  $-\text{C}=\text{O}$  появляется при  $1671 \text{ см}^{-1}$ . В ИК-спектре чистого гидроксипропилкрахмала не видно пика поглощения данной функциональной группы, это указывает на то, что мономер акриламида был успешно привит на растворимый крахмал. Кроме того, на основе результатов определения устойчивости к разбавлению, сопротивления сдвигу, маслостойкости и стабильности во времени закупоривающих агентов было определено, что композиция I и композиция II имеют хорошую совместимость с породой продуктивного коллектора и флюидами его насыщающими месторождения Т.

Эксперименты по исследованию свойств блокировки привитого сополимерного геля крахмала в пласте были испытаны на фильтрационной установке. Определение коэффициента сопротивления ( $F_R$ ), коэффициента остаточного сопротивления ( $F_{RR}$ ) и коэффициента блокировки ( $\Phi$ ) проводили по следующим формулам:

$$F_R = \delta P_2 / \delta P_1 \quad (1)$$

$$F_R = \delta P_3 / \delta P_1 \quad (2)$$

$$\Phi = (K_1 - K_2) / K_1 \times 100\% \quad (3)$$

где  $\delta P_1$  – перепад давления в процессе заводнения;  $\delta P_2$  – перепад давления в процессе полимерного заводнения;  $\delta P_3$  – перепад давления в процессе последующего заводнения;  $K_1$  – проницаемость керна в процессе заводнения;  $K_2$  – проницаемость керна в процессе последующего заводнения.

Результаты экспериментов по гелеобразованию композиций в керне показали, что чем больше время затвердевания, тем выше степень блокировки. По сравнению с составом композиции I, состав композиции II обладает лучшим гелеобразующим эффектом и более высокой степенью блокирования (Таблица 1).

Таблица 1 - Экспериментальные данные гелеобразования в керне ( $K_w = 7000 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ )

Параметры Номер эксперимента	Композиция	Время ожидания затвердевания (ч)	Коэффициент сопротивления	Коэффициент остаточного сопротивления	Коэффициент блокировки (%)
2-1	I	24	53,33	22,50	95,56
2-2	I	48	60,62	31,63	96,84
2-3	I	72	57,35	39,71	97,48
2-4	II	24	88,46	34,62	97,04
2-5	II	48	90,77	41,54	97,53
2-6	II	72	90,48	51,59	98,05

Неорганический гель на основе геополимера разработан с использованием основного агента (основными компонентами являются силикат натрия и пылеугольная зола, приготовленные в лаборатории), средство для повышения вязкости и замедлитель (лигно-сульфонат кальция, эффективное содержание 98%).

Результаты экспериментов исследования скорости гелеобразования неорганического геополимера и влияющие факторы показали, что состав геля (концентрация) влияет на скорость гелеобразования (время). Порядок влияющих факторов: замедлитель → основной агент → средство для повышения вязкости, время затвердения изменяется от 13 ч до 62 ч. В соответствии с фактическими требованиями к закачке на месторождении, композиция геля может быть

скорректирована. Рекомендуемая концентрация основного агента составляет 30-35%, концентрация замедлителя составляет 2,6-3%, концентрация средства для повышения вязкости составляет 0,009-0,018%.

С увеличением концентрации основного агента микроскопическая структура неорганического геля на основе геополимера становится более плотной. Эксперименты измерения прочности на сжатие и проницаемость показали, что неорганический гель на основе геополимера обладает высокой прочностью на сжатие и слабой проницаемостью после затвердения и может эффективно изолировать пропласток с высокой проницаемостью. Неорганический геополимер имеет низкую кислотостойкость, которая указывает на то, что кислотная обработка может быть использована для ликвидации закупоривания.

Эксперименты изоляции водопритока с использованием трубки, заполненной песком и эксперименты с параллельным керном, показывают, что неорганический гель на основе геополимера имеет хорошие характеристики блокировки высокопроницаемых поровых каналов пласта и меньшую кольматацию низкопроницаемых пропластков.

В **четвертой главе** представлены результаты экспериментального исследования нефтевытесняющей способности и оптимизация параметров комплексного метода увеличения нефтеотдачи пластов на фильтрационной установке. Лабораторные исследования проводились на искусственных кернах, проницаемость которых соответствует интервалу проницаемостей пропластков нефтяного месторождения Т.

Результаты экспериментов исследования влияния размера оторочек основного агента на увеличение добычи и уменьшение обводненности (Рисунок 2) показали, что с увеличением размера оторочек основного агента, коэффициент вытеснения (Квыт) сначала увеличивается, а затем уменьшается.

Динамические характеристики экспериментальных процессов (Рисунок 2) показали, что по мере того, как увеличивается размер оторочек основного агента, давление закачки увеличивается, которое указывает на то, что перепад давления и величина абсорбции жидкости в пропластках со средней и низкой

проницаемостью увеличиваются. Однако это приводит к увеличению начального давления и уменьшению перепада давления в средне - низкопроницаемых пропластках, вызванного абсорбцией основного агента и образованием осадков в средне - и низкопроницаемых пропластках. Когда размер оторочек основного агента изменяется от  $0,06 V_{\text{зач}}/V_{\text{пор}}$  до  $0,08 V_{\text{зач}}/V_{\text{пор}}$ , образованный осадок в результате реакции, не только эффективно блокирует пропласток с высокой проницаемостью, но также имеет низкую степень неблагоприятного воздействия на пропластки со средней и низкой проницаемостью, за счет этого увеличивается коэффициент охвата пласта (Кохв), что естественно повышает и КИН.  $V_{\text{зач}}$  – объем закачки жидкости в керн,  $V_{\text{пор}}$  – объем пор керна.

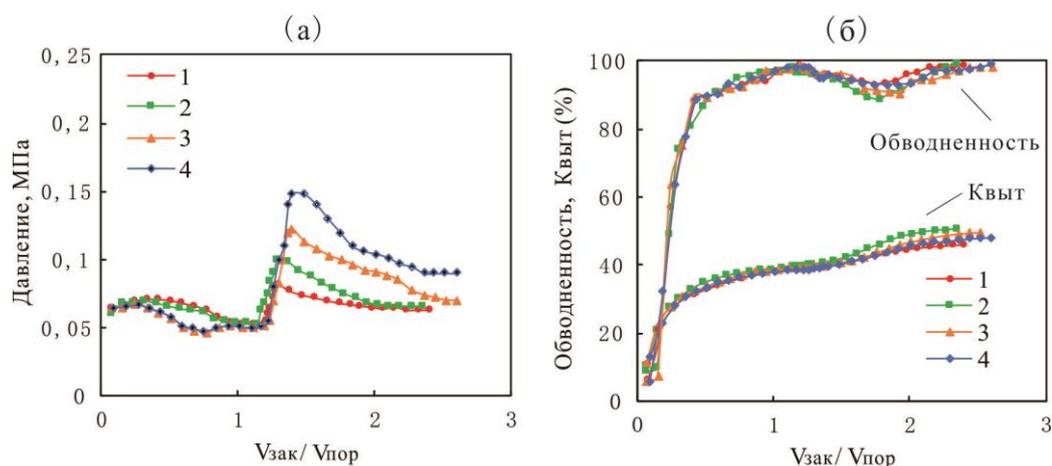


Рисунок 2 - Зависимость давления (а) и обводненности, Квыт (б) от соотношения  $V_{\text{зач}}/V_{\text{пор}}$ : 1 – 0,04; 2 – 0,06; 3 – 0,08; 4 – 0,1.

Результаты экспериментов исследования влияния количества циклов заводнения основным агентом на увеличение добычи и уменьшение обводненности (Рисунок 3) показали, что с увеличением количества циклов поочередного закачивания Квыт сначала увеличивается, а затем уменьшается.

Из Рисунка 3 видно, что с увеличением цикла поочередного закачивания давление закачки постепенно увеличивается. С одной стороны, повышение давления закачки увеличивает перепад давления абсорбции жидкости в пропластках со средней и низкой проницаемостью, а с другой стороны приводит к увеличению начального давления и уменьшению перепада давления абсорбции

жидкости в связи с абсорбцией основного агента и образованием осадков в пропластках со средней и низкой проницаемостью. Когда цикл поочередного закачивания превышает 6, давление закачки увеличивается в связи с абсорбцией основного агента и образованием осадков в пропластках со средней и низкой проницаемостью, что приводит к значительному увеличению начального давления и уменьшению перепада давления абсорбции жидкости и к уменьшению Кохв. Когда цикл поочередного закачивания составляет 5-6, пропластки со средней и низкой проницаемостью имеют более высокую выработку, обводненность значительно снижается, а Квыт в свою очередь увеличивается.

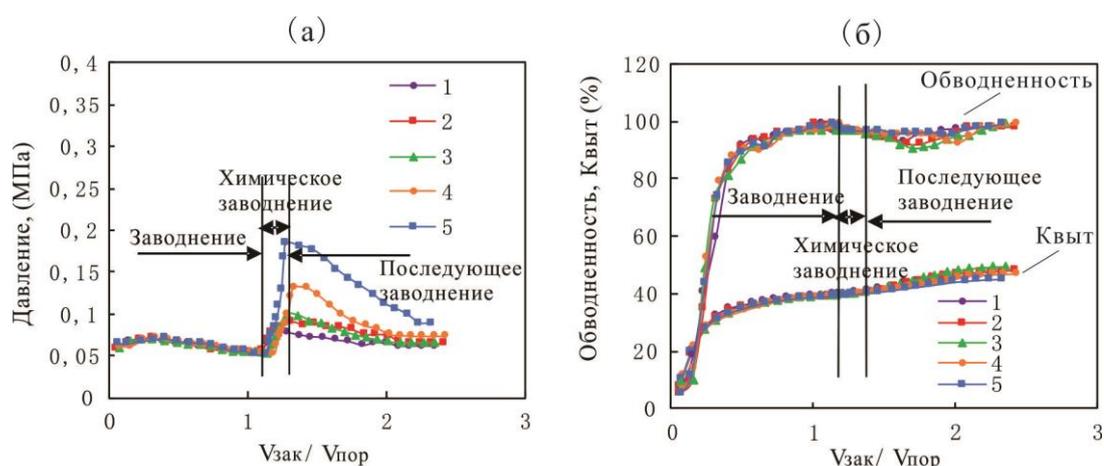


Рисунок 3 - Зависимость давления (а) и обводненности, Квыт (б) от соотношения  $V_{зак}/V_{пор}$ . Количество циклов заводнения: 1 – четыре, 2 – пять, 3 – шесть, 4 – семь, 5 – восемь.

Проведенные эксперименты по исследованию влияния ПАВ на увеличение добычи нефти и уменьшение обводненности показали, что по сравнению с одиночным силикатным заводнением сочетание силиката натрия и ПАВ приводит к значительному увеличению эффективности вытеснения нефти.

Результаты экспериментов исследования влияния скорости фильтрации основного агента на увеличение добычи нефти и уменьшение обводненности представлены на Рисунке 4. Изменения распределения потока до и после обработки показаны на Рисунке 5.

Из Рисунка 4 видно, что при снижении скорости фильтрации основного

агента наблюдается прирост Квыт. Когда скорость фильтрации основного агента уменьшается, давление закачки уменьшается. Из-за высокого давления закачки в керны со средней и низкой проницаемостью и низкого давления закачки в керны с высокой проницаемостью, снижение давления закачки позволяет большему количеству химических агентов проникать в керн с высокой проницаемостью, в керне с высокой проницаемостью образуется больше осадков и повышается прочность закупорки. С уменьшением поглощения основного агента в кернах средней и низкой проницаемости количество образующегося осадка уменьшается, поэтому влияние на способность поглощения жидкости кернами средней и низкой проницаемости мало. В процессе последующего заводнения эффект перераспределения потоков жидкости усиливается, Коэф керна со средней и низкой проницаемостью увеличивается, что приводит к увеличению КИН.

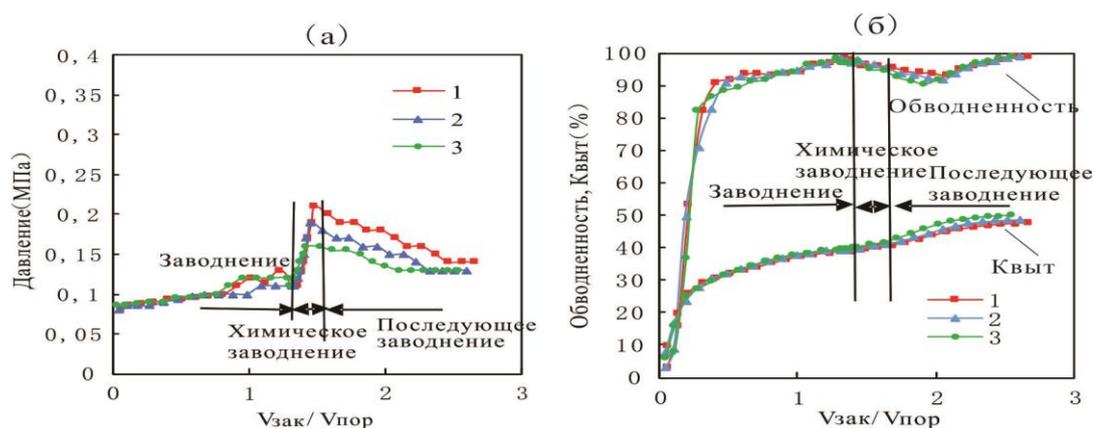


Рисунок 4 - Зависимость давления (а) и обводненности, Квыт (б) от соотношения  $V_{зач}/ V_{пор}$ : 1 – 0,9 мл/мин, 2 – 0,6 мл/мин, 3 – 0,3 мл/мин.

Из Рисунка 5 видно, что после обработки профиль поглощения жидкости тремя пропластками значительно изменяется. Поглощение жидкости пропластком с высокой проницаемостью уменьшается, а поглощение жидкости пропластками со средней и низкой проницаемостью увеличивается. Это указывает, что агент выравнивания профиля приемистости проникает в пропласток с высокой проницаемостью и увеличивает коэффициент сопротивления, которое приводит к перераспределению потока жидкости. Последующая вода проникает в пропласток

со средней и низкой проницаемостью и выравнивает профиль приемистости. Когда скорость фильтрации основного агента составляет 0,3 мл/мин, увеличение профиля поглощения жидкости пропластками со средней и низкой проницаемостью является наибольшим, это указывает на то, что снижение скорости фильтрации основного агента улучшает процесс выравнивания профиля приемистости и увеличивает эффективность нефтевытеснения.

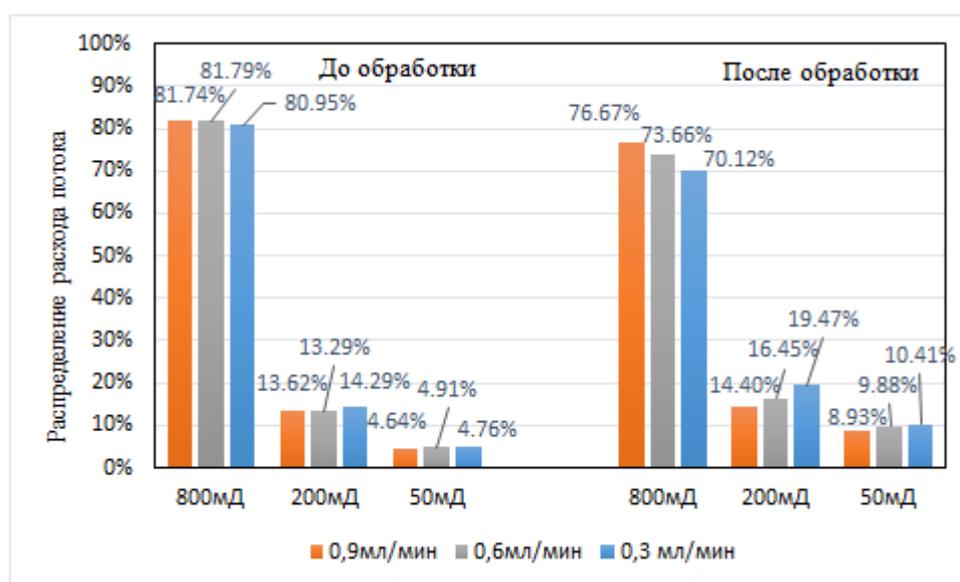


Рисунок 5 – Изменение распределения потока после обработки

В пятой главе проведено численное моделирование исследования по оптимизации процессов выравнивания профилей приемистости и нефтевытеснения, прогнозирование технико-экономического эффекта с помощью программы CMG STARS. На основе построенной геологической модели было проведено исследование распределения остаточной нефти. Результаты показывают, что степень извлечения нефти из неоднородного коллектора низкая, распределение остаточной нефти на плоскости рассеянное. Остаточные запасы нефти в пропластках Esh2-1 и Esh2-2 значительны и они являются основными пропластками добычи нефти на следующем этапе (Рисунок 6).

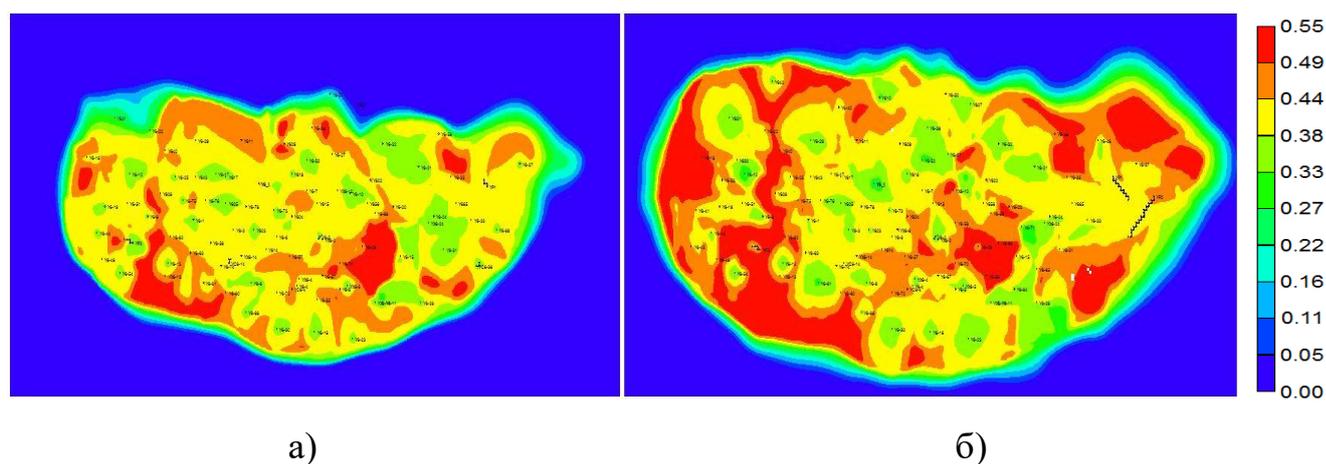


Рисунок 6 – Распределение остаточной нефти в пропластках Esh2-1 (а) и Esh2-2 (б)

Определены комплексные факторы оценки и выбрана группа скважин (У6-26-УХ6-4-УХ6-5) как предпочтительная группа испытательных скважин. С помощью численного моделирования исследованы влияние размера оторочки, закачки агентов, цикла нагнетания, методов заводнения основного агента и скорости заводнения основного агента по силикатной технологии выравнивания профиля приемистости и нефтевытеснения, влияние размера оторочки и концентрации раствора ПАВ на вытеснение нефти. На основе оптимизированных результатов предложены девять разных мероприятий и исследованы их технологическая эффективность. Результаты прогнозирования рекомендуемого мероприятия с помощью метода численного моделирования показывают, что прирост накопленной добычи нефти достигает  $15884 \text{ м}^3$ , обводненность уменьшается на  $7,94\%$ , суточная добыча нефти увеличивается на  $17,07 \text{ м}^3/\text{сут}$ , а эффективный период увеличения добычи нефти составляет более 5 лет. Конечный КИН при обычном заводнении составляет  $30,18\%$ , а после применения рекомендуемого мероприятия составляет  $35,12\%$ . Прирост КИН составляет  $5,14\%$ , а соотношение выпуск/затраты рекомендуемого мероприятия достигает  $5,06$ .

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

По результатам теоретических и экспериментальных исследований сделаны следующие основные выводы и рекомендации:

1. На основе результатов исследований  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  был выбран в качестве основного агента, а  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$  в нагнетаемой воде были использованы в качестве вспомогательного агента, смягченная вода была использована в качестве изолирующего агента для поочередного закачивания. Технология на основе силикатов для выравнивания профиля приемистости может использоваться в неоднородных по проницаемости коллекторах с высокоминерализованными пластовыми водами, поскольку обладает высокой солеустойчивостью, хорошей фильтруемостью, низкой токсичностью, экологической безопасностью, низкой стоимостью химических реагентов и технологичностью процесса закачки. Результаты проведенных исследований показали, что неионогенный ПАВ (DWS) может снизить межфазное натяжение до ультранизкого уровня ( $10^{-3}$  мН/м), обладает хорошей антиадсорбционной и нефтевытесняющей способностью.

2. Разработан оптимальный состав геля на основе крахмала и акриламида для блокировки высоко проницаемых каналов и обширных зон с высокой проницаемостью по латерали. Результаты проведенных экспериментов показали, что оптимальный рекомендуемый состав композиции: (3% гидроксипропилкрахмал + 2,8% акриламид + 0,0112% сшивающий агент + 0,0056% инициатор), имеет свойства устойчивости к разбавлению и сопротивлению сдвигу, высокую маслостойкость и стабильность во времени, хорошую совместимость с породой продуктивного коллектора и флюидами его насыщающими, обладает высокой степенью блокирования.

3. Разработан оптимальный состав неорганического геля на основе геополимера для блокировки высоко проницаемых каналов и обширных зон с высокой проницаемостью по латерали. Рекомендуемая концентрация основного агента составляет 30-35%, замедлителя – 2,6-3%, средства для повышения вязкости – 0,009-0,018%. В соответствии с технологическими требованиями к закачке на месторождении, композиция геля может корректироваться.

4. На основе результатов экспериментальных исследований нефтевытесняющей способности и оптимизации параметров комплексного метода увеличения нефтеотдачи пластов установлены:

– когда концентрация основного агента изменяется от 0,03 до 0,06 моль/л, размер оторочек основного агента изменяется от  $0,06 V_{\text{зак}}/V_{\text{пор}}$  до  $0,08 V_{\text{зак}}/V_{\text{пор}}$  и цикл поочередного закачивания составляет 5-6, пропластки со средней и низкой проницаемостью вовлекаются в фильтрационный процесс, что приводит к снижению обводнённости и увеличению КИН.

– по сравнению с одиночным силикатным заводнением сочетание одновременного введения силиката натрия и ПАВ приводит к значительному увеличению эффективности вытеснения нефти и увеличению КИН.

– снижение скорости закачки основного агента приводит к уменьшению способности поглощения жидкости в пропластках с низкой и средней проницаемостью, улучшению способности управления потоком и увеличению КИН.

5. При оптимизации параметров разработки и выборе мероприятий по выравниванию профилей приемистости и вытеснению нефти с использованием метода численного моделирования рекомендуемые мероприятия физико-химического воздействия на опытном участке представляют собой блокировку высоко проницаемых каналов и обширных зон с высокой проницаемостью по латерали + комбинированная система заводнения (сочетание силикатной технологии выравнивания профиля приемистости и вытеснения нефти растворами ПАВ). Прогноз результатов численного моделирования рекомендуемых мероприятий показывает, что прирост накопленной добычи нефти составит 15884 м<sup>3</sup>, обводненность снизится на 7,94%, суточная добыча нефти увеличится на 17,07 м<sup>3</sup>/сут, а эффективный период увеличения добычи нефти должен составить более 5 лет. Прирост КИН увеличится на 5,14%, а соотношение выпуск/затраты рекомендуемого плана должен достичь 5,06.

#### **Список работ, опубликованных автором по теме диссертации:**

– публикации в журналах, индексируемых в системах цитирования (ВАК, Web of Science и Scopus):

1. Нажису. Исследование и применение комплексной технологии заводнения для повышения нефтеотдачи пластов / Нажису, В.И. Ерофеев // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 10. – С. 96–100. (ВАК).

2. Нажису. Исследование и применение технологии полимерного заводнения для повышения нефтеотдачи пластов / Нажису, В.И. Ерофеев // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 11. – С. 420–424. (ВАК).

3. Нажису. Исследование фильтрационных и реологических свойств полимерного геля для повышения нефтеотдачи пластов / Нажису, В.И. Ерофеев, Ц. Лу, В. Ван // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 4. – С. 147–157. (ВАК, Scopus и WOS).

4. Нажису. Влияние минерализации пластовых вод на физико-химические и фильтрационные характеристики полимерных растворов и гелей для повышения нефтеотдачи пластов / Нажису, В.И. Ерофеев, С., Лу, Ц. Лу, В. Ван, Л. Чжан // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 3. – С. 136–145. (ВАК, Scopus и WOS).

5. Нажису. Оптимизация параметров неорганического агента управления профилем на основе силиката натрия для эффективного вытеснения нефти из коллекторов с высокой минерализацией / Нажису, В.И. Ерофеев, С., Лу, Ч. Тянь, Л. Чжан // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 11. – С. 59–68. (ВАК, Scopus и WOS).

6. Na Risu. Matching between the diameter of the aggregates of hydrophobically associating polymers and reservoir pore-throat size during polymer flooding in an offshore oilfield / K. Xie, B. Cao, X. Lu, W. Jiang, Y. Zhang, Q. Li, K. Song, X. Liu, W. Wang, J. Lv, Na Risu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 177. – P. 558–569. (Scopus и WOS).

7. Na Risu. Influence of water dilution on performance of chromium polymer weak gel in porous medium / K. Xie, W. Cao, X. Lu, K. Song, Y. Liu, Y. Zhang, J. Liu, J. Lv, W. Wang, Na Risu // Journal of Dispersion Science and Technology. – 2019. – No. 6. – P. 1–11. (Scopus и WOS).

8. Na Risu. Effect of inorganic gel flooding and parameters optimization in high salt reservoir -take yanmuxi oilfield of tuha as an example / H. Xu, R. Zheng, Y. Yin, P. Huang, X. Lu, J. Lyu, W. Cao, Na Risu // Oilfield Chemistry. – 2019. – Vol. 36. – P. 624–629. (Scopus).

*– публикации, опубликованные в других журналах и изданиях:*

9. Na Risu. Composition optimization and performance evaluation of plugging agent for large-size dominant channels in high-salt reservoirs - take tuha yanmuxi oilfield as an example / Na Risu, X. Lu, Z. Tian, H. Xu, L. Zhang, R. Zheng // Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing. – 2019. – Vol. 38. – No. 4. – P. 45–50. (Статья Chemical Abstracts)

10. Na Risu. Experimental study on plugging effect of water shutoff agent in high temperature and permeability reservoir / J. Lv, N. Wang, H. Xia, B. Xue, Na Risu, W.

Wang // Contemporary Chemical Industry. – 2019. – Vol. 48. – No. 7. – P. 1399-1405. (Статья Chemical Abstracts)

11. Na Risu. Mechanism analysis and current situation of surfactant flooding / W. Wang, Y. Zhang, N. Wang, Y. Li, B. Xue, Na Risu, F. Ma // Contemporary Chemical Industry. – 2019. – Vol. 48. – No. 8. – P. 1850-1851. (Статья Chemical Abstracts)

12. Нажису. Исследование совместимости между полимерным молекулярным клубком и поровым каналом пласта для повышения нефтеотдачи пластов / Нажису, Лу Сянго, В. И. Ерофеев // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, - Томск : Изд-во ТПУ, 2018. - Т. 2. - С. 344-346.

13. Нажису. Исследование фильтрационной характеристики полимерного геля для коллекторов с высокой температурой и минерализацией / Нажису, Я. Сао // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых. - Томск: Изд-во ТПУ, 2019. - Т. 2. - С. 344-346.

14. Нажису. Исследование межфазного натяжения и адсорбционных характеристик растворов поверхностно-активных веществ / Нажису, Ц. Фу, В.И. Ерофеев // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых. - Томск: Изд-во ТПУ, 2019. - Т. 2. - С. 141-142.

15. Na Risu. Compatibility of the dimensions of polymer molecular aggregates to the pore throat of a reservoir. / Na Risu, V.I. Erofeev // 14th International Forum on Strategic Technology (IFOST-2019), October 14-17, 2019, Tomsk, Russia, – Tomsk: TPU Publishing House, 2019. – P. 622-626.

16. Na Risu. Study on interfacial tension of surfactant and its oil displacement performance / Na Risu, V.I. Erofeev, X. Lu // 14th International Forum on Strategic Technology (IFOST-2019), October 14-17, 2019, Tomsk, Russia, – Tomsk: TPU Publishing House, 2019. – P. 502-505.

17. Нажису. Исследование эффективности блокировки пор привитого сополимера крахмала для высокоминерализованных коллекторов / Нажису, Ч. Лю // XIII Всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов «новые технологии в газовой промышленности», 22-25 Октября, Москва, - 2019. - С. 344-346.