

РОЖКОВА ЮЛИЯ АНАТОЛЬЕВНА

**ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОГРАНИЧЕННО-НАБУХАЮЩИХ  
ПОЛИМЕРНЫХ ГЕЛЕЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ  
НЕФТЯНЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ ПЕРМСКОГО КРАЯ**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Пермь, 2021

Диссертационная работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

**Научный  
руководитель:**

**Галкин Сергей Владиславович**  
доктор геолого-минералогических наук, профессор

**Официальные  
оппоненты:**

**Андреев Вадим Евгеньевич,**  
доктор технических наук, профессор, заведующий лабораторией нефтегазовых исследований ГАНУ «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»

**Морозюк Олег Александрович,**  
кандидат технических наук, доцент, начальник Управления исследований методов повышения нефтеотдачи пласта на керне (г. Кунгур) Центра исследования керна и пластовых флюидов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

**Ведущая  
организация:**

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Пермский государственный национальный исследовательский университет» (г. Пермь)

Защита диссертации состоится «01» июня 2021 года в 14.00 на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.05, по адресу: 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29, ауд. 345. С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» ([www.pstu.ru](http://www.pstu.ru)).

Автореферат разослан «\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета Д ПНИПУ .05.05,  
кандидат технических наук, доцент

А. А. Мелехин

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность темы исследования

К настоящему времени около 70% фонда нефтяных эксплуатационных объектов Пермского края находится на поздних стадиях разработки, соответственно обводненность продукции 75% нефтяных скважин составляет более 50%. Затраты на добычу попутной воды (утилизация воды, электроэнергия и т. д.) значительно снижают рентабельность добычи нефти. Это определяет востребованность комплексных технологий, направленных на снижение обводненности продукции скважин и увеличение выработки остаточной нефти.

Наиболее распространенной технологией выравнивания фронта вытеснения нефти и воздействия на профиль приемистости коллектора является полимерное заводнение, которое основано на закачке вязких растворов полиакриламида (ПАА). Также для воздействия на профиль приемистости применяют сшитые полимерные гели на основе водорастворимого ПАА с добавлением сшивающих веществ (гели *in situ*). Практическое применение данных составов выявило ряд недостатков: чувствительность к механическому воздействию, сильная зависимость свойств раствора полиакриламида от характеристик пластовой воды, возможность блокировки низкопроницаемых нефтеносных интервалов, сложность и высокая стоимость скважинных операций (многокомпонентные составы, металлоемкое оборудование для изготовления растворов ПАА).

Эффективной альтернативой полимерному заводнению и закачке сшитых гелей является использование предварительно сшитых полимерных гелей (*preformed particle gel*, PPG). Основой технологии является закачка суспензии на основе пластовой воды и частиц суперабсорбента, который представляет собой сшитый ковалентными полярными связями ПАА. При изготовлении суспензии гранулы PPG при контакте с водой увеличиваются в объеме, становятся мягкими и эластичными. При закачке суспензии PPG в нагнетательную скважину, частицы проникают в наиболее проницаемые зоны пласта и образуют полимерную «пробку», которая перенаправляет водные потоки (дисперсионную среду суспензии) в низкопроницаемые нефтяные пропластки. В зависимости от размеров частиц и их концентрации полимерная пробка может быть сформирована как в призабойной (ПЗП), так и в удаленной зоне пласта (УЗП). Применение данной технологии позволяет увеличить коэффициент охвата пласта при вытеснении нефти за счет приобщения к разработке низкопроницаемых пропластков при равномерном перераспределении потоков нагнетаемой воды по профилю коллектора.

### Степень разработанности проблемы

Разработкой и обоснованием применения полимерных систем для воздействия на нефтяной коллектор с целью кольматации высокопроницаемых интервалов занимаются такие российские ученые как: Алтунина Л. К., Закиров С. Н., Жданов С. А., Андреев В. Е., Рогачев М. К., Морозюк О. А., Хисамутдинов Н. И., Гумерова Г. Р., Байкова Е. Н., Сладовская О. Ю., Кудряшов Д. А., Идиятуллин А. Р., Ерофеев В. И., Нажису, Каушанский Д. А., Демьяносский В. Б., Баранов В. Л., Байбурдов Т. А., Шиповская А. Б., Кувшинов В. А. и др. Среди зарубежных авторов над данной тематикой работают такие авторы как Bai B., Sepehrnoori K., Delshad M.,

Elsharafi M. O., Wei M., Liu Y., Saghafi H. R., Kamal M. S., Hussein I. A., Sheng J. J., Seright R. S., Wever D. A. Z., Picchinoni F., Thomas A.

В российской литературе описаны полимерные системы на основе водорастворимого полиакриламида с добавлением сшивающих агентов; на основе кремнийорганических соединений и др. Однако, указанные полимерные системы имеют свои особенности. В частности, растворы полиакриламида со сшивающим агентом обладают высокой проникающей способностью, что может стать причиной блокировки низкопроницаемых нефтенасыщенных интервалов коллектора. Композиции на основе кремнийорганических соединений являются селективными, но выполнение обработки пласта требует предварительной закачки буферных растворов. Использование предварительно сшитых полимерных гелей на основе полиакриламида является селективным и одновременно технологически простым способом воздействия на обводненные интервалы коллектора: не требует предварительной закачки буферных пачек, представляет собой суспензию на основе воды и порошка геля PPG. Исследования по разработке ограниченно-набухающих полимерных гелей (предварительно сшитых гелей) на основе полиакриламида с целью выравнивания профиля пласта на отечественных эксплуатационных объектах представлены скудно. Практики применения такого состава на месторождения Пермского края в доступной периодической литературе не описано.

**Цель работы** заключается в обосновании применения ограниченно-набухающих предварительно сшитых полимерных гелей при разработке нефтяных эксплуатационных объектов с опережающим обводнением продукции, расположенных на территории Пермского края.

#### **Основные задачи исследования**

1) Разработка состава PPG, адаптированного к залежам с низкими температурами и высокой минерализацией пластовой воды. Изучение физико-химических свойств состава PPG: определение значения равновесной абсорбционной емкости, изучение кинетики процесса набухания, определение размеров частиц в сухом и набухшем виде, проведение испытаний по оценке прочности полимерного геля.

2) Проведение фильтрационных и томографических испытаний кернов трещиноватого и порового типа для исследования эффективности применения разработанного геля PPG.

3) Определение условий эффективного применения разработанного состава PPG, выбор эксплуатационных объектов и скважин для нефтяных месторождений Пермского края.

4) Обоснование применения геля PPG для месторождений с высокой обводненностью в условиях низкотемпературных нефтяных пластов с высокой минерализацией пластовой воды.

**Объектом исследования** являются высокообводненные эксплуатационные объекты нефтяных месторождений Пермского края, для которых происходит опережающее обводнение продукции скважин.

**Предметом исследования** разработанный ограниченно-набухающий предварительно сшитый полимерный гель PPG для закачки в нагнетательные скважины с целью выравнивания профиля приемистости пласта.

### **Научная новизна и теоретическая значимость выполненной работы**

Автором разработан новый полимерный гель, практическое применение которого позволит повысить эффективность выработки запасов из высокообводненных объектов разработки в карбонатных и терригенных коллекторах. Отличительной особенностью разработанного полимерного геля является новый, ранее не применявшийся в данной области, механизм сшивки.

Использование разработанного полимерного геля позволит регулировать фронт вытеснения нефти в объектах разработки с высокой минерализацией пластовой воды и низкой температурой пласта, в отличие от известных ранее полимерных гелей PPG, применимых либо при низком содержании солей в пластовой воде, либо при высокой концентрации солей, но в условиях высоких температур коллектора.

Предложен новый способ оценки эффективности закачки полимеров в пустотное пространство породы, заключающийся в вычислении коэффициента заполнения поровых каналов. С использованием данного способа доказана преимущественная эффективность разработанного состава в сравнении с раствором полиакриламида, применяемого в практике нефтепромыслового дела.

Определены условия разработки, в которых целесообразно применение состава сшитого полимерного геля PPG. Данный состав может успешно применяться в терригенных и карбонатных коллекторах с различным типом пустотности. Разработаны критерии выбора нагнетательных скважин-кандидатов, эксплуатирующих объекты разработки, представленные коллекторами трещиноватого и порового типа, для применения геля PPG с целью выравнивания профиля приемистости пласта.

### **Практическая значимость работы**

Разработан состав геля PPG, адаптированный к залежам Пермского края, который обладает рядом преимуществ в сравнении с уже используемыми полимерными композициями для выравнивания профиля пласта: простота изготовления суспензии на скважине с использованием пластовой воды и порошка PPG; предсказуемость поведения геля в условиях пласта, что не характерно для технологии полимерного заводнения и для сшитых гелей *in situ*; возможность регулирования морфологических характеристик полимерного геля при синтезе; ожидаемый эффект от применения технологии: снижение обводненности продукции добывающих скважин; увеличение доли нефти в продукции скважины за счет выработки низкопроницаемых нефтенасыщенных интервалов коллектора и довытеснения остаточной нефти.

Возможность практического применения технологии с использованием разработанного полимерного геля для широкого диапазона диаметров поровых каналов достигается посредством регулирования гранулометрического состава полимерного геля.

Исследование в части проведения фильтрационных и томографических экспериментов выполнено в рамках государственного задания Минобрнауки РФ FSNM-2020-0027.

### **Методология и методы исследования**

Синтез РРГ осуществлялся методом свободно-радикальной блочной полимеризации. Свойства полученного полимерного геля изучены физическими, физико-химическими методами, а также микроскопией.

Способность частиц РРГ влиять на поровое пространство породы оценивалась по результатам фильтрационных испытаний и методом рентгеновской томографии.

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

1. Разработан состав сшитого полимерного геля РРГ для закачки в нагнетательные скважины, позволяющий в условиях низкотемпературных нефтяных залежей с высокой минерализацией пластовой воды обеспечить перераспределение фильтрационных потоков в низкопроницаемые невыработанные интервалы коллектора.

2. Определены условия использования состава сшитого полимерного геля РРГ, позволяющие осуществлять выбор скважин для эффективного применения технологии.

3. Разработана методика оценки заполнения порового пространства образца керна при фильтрационных испытаниях полимерных составов с последовательным применением метода рентгеновской томографии до и после закачки реагентов.

**Степень достоверности результатов работы** исследований подтверждается экспериментальными исследованиями, использованием высокотехнологичного оборудования для оценки воздействия полученного реагента на фильтрационно-емкостные характеристики керна, а также сходимостью данных, полученных по разным методикам.

### **Апробация результатов исследования**

Результаты работы докладывались на VI Международной научно-практической конференции «Горная и нефтяная электромеханика – 2019: проблемы повышения эффективности и безопасности эксплуатации горно-шахтного и нефтепромыслового оборудования» (г. Пермь, 2019 г.); 28-я Российская конференция по математическому моделированию в естественных науках (г. Пермь, 2019 г).

### **Публикации по теме исследования**

Основные положения диссертации отражены в 11 публикациях, из которых 7 статей опубликованы в изданиях, входящих в перечень ВАК; 5 статей – в периодических изданиях, индексируемых в международных базах данных научного цитирования Scopus и Web of Science. В соавторстве получен один патент на изобретение.

### **Структура и объем работы**

Диссертация содержит разделы: введение, 4 главы, заключение, список литературы и приложения. Работа изложена на 151 страницах, содержит 48 рисунков, 20 таблиц, 2 приложения.

Автор выражает признательность и благодарность научному руководителю профессору, д. г.-м. н. С. В. Галкину за поддержку и помощь в работе; профессору Миссурийского университета науки и технологий (США) Баоджану Баю за помощь в работе по синтезу полимера и изучению его характеристик. Автор благодарен директору ООО «НефтеПром Сервис» С. Н. Шилову за поддержку в развитии технологии РРГ.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность проблемы, сформулированы цель и основные задачи исследования, защищаемые положения, научная новизна и практическая ценность работы.

**В первой главе** приводится обзор и анализ особенностей технологий воздействия на профиль пласта с использованием полиакриламида. Мировая практика выравнивания профиля приемистости пласта имеет большой опыт использования самых разнообразных реагентов для кольтации высокопроницаемых обводненных интервалов [1-3]. Полимерные системы на основе полиакриламида являются наиболее распространенными по причине их низкой себестоимости в сравнении с другими полимерами. Современные технологии воздействия на профиль приемистости пласта делятся на две основные группы: полимерные вязкие растворы; сшитые полимеры, которые подразделяются на гелевые системы *in situ* и предварительно сформированные гели [4,5].

В ходе анализа литературных источников установлено, что полимерное заводнение и применение гелей *in situ*, будучи наиболее распространенными технологиями, имеют ряд существенных недостатков. В связи с тем, что ПАА подвержен механической, химической, термической деструкции, его реологические характеристики могут сильно меняться в ходе проведения обработки. Помимо недостатков, обусловленных свойствами молекул полиакриламида, для гелей *in situ* также характерно изменение реологических свойств в пласте в связи с наличием хроматографического эффекта при прокачке композиции геля через пласт: в связи с тем, что молекулярная масса полиакриламида больше молекулярной массы сшивающего агента, скорость передвижения ПАА через поровое пространство пласта ниже, в сравнении с молекулами сшивки.

Предварительно сшитые гели PPG представляют собой частицы абсорбента, которые набухают в водной среде, становятся мягкими и эластичными, за счет чего приобретают способность проникать в высокопроницаемые интервалы пласта. Эти гели имеют трехмерную структуру, которая образуется во время синтеза до закачки в пласт, путем сшивки полимерных цепей ковалентными полярными связями [6].

К настоящему времени технология PPG успешно реализована на более 10 000 скважинах, преимущественно за рубежом. Промышленные работы, описанные в доступных периодических источниках, показали, что применение технологии PPG может дать дополнительный прирост нефти в объеме более 100 т на каждую тонну закаченного полимерного геля и снизить обводненность продукции реагирующих добывающих скважин на 8-15%. Применение технологии PPG является перспективной технологией продления периода эксплуатации нефтяных скважин.

**Вторая глава** диссертации посвящена синтезу геля PPG, адаптированного к залежам Пермского края. При разработке PPG особое внимание уделяют на такие физико-химические параметры как абсорбционная емкость, механические свойства частиц, гранулометрический состав, термическая стабильность.

Абсорбционная емкость является важным параметром геля PPG, т. к. от ее значения зависит прочность геля, и размер частиц в набухом виде. Основными факторами, влияющими на абсорбционную емкость реагента PPG, являются степень сшивки полимерных цепей и минерализация пластовой воды. Чувствительность

свойств полимера к концентрации солей в воде объясняется теорией Флори-Хаггинса, согласно которой в присутствии катионов в водной среде на поверхности полимерной частицы образуется двойной электрический слой, сформированный отрицательно заряженными функциональными группами полимера и катионами металла. Данный слой способен снижать абсорбционную емкость частиц РРГ. Чем выше степень сшивки РРГ и чем выше минерализация пластовой воды, тем ниже значение абсорбционной емкости [6, 7].

Важной характеристикой также является жесткость геля. Согласно литературным источникам, более прочный гель (4000-8000 Па) наносит меньший урон ПЗП в связи с тем, что он не способен кольматировать поровое пространство низкопроницаемых нефтеносных интервалов. В то же время более мягкие гели, обладают лучшей проникающей способностью, после обработки скважин такими гелями используют брейкер для восстановления проницаемости ПЗП.

На основе анализа международной практики применения геля РРГ сформулированы основные характеристики, которые требуют особого внимания при разработке продукта, адаптированного к условиям залежей Пермского края:

- 1) абсорбционная емкость выше 10 г/г, рекомендованная около 50 г/г;
- 2) прочность геля от 4000-8000 Па;
- 3) возможность получения разных фракций РРГ (100 мкм и выше);

В ходе лабораторных исследований автором диссертации был получен полимерный гель РРГ, трехмерная структура которого была синтезирована методом, впервые примененным для получения полимерного продукта в данной отрасли [11]. Установлено, что при свободно-радикальной полимеризации в высококонцентрированном растворе акриламида и частично нейтрализованной акриловой кислоты формируется трехмерная структура полимера за счет термической имидизации вызванной положительным тепловым эффектом реакции полимеризации (рис.1).

Предлагаемая методика синтеза РРГ проста в исполнении, не требует внесения дорогостоящих сшивающих добавок и предполагает использование реагентов, производимых на территории России. В процессе получения геля РРГ в одной стадии совмещены такие процессы как синтез полимерной цепи, сшивка и частичная сушка продукта за счет положительного теплового эффекта реакции.

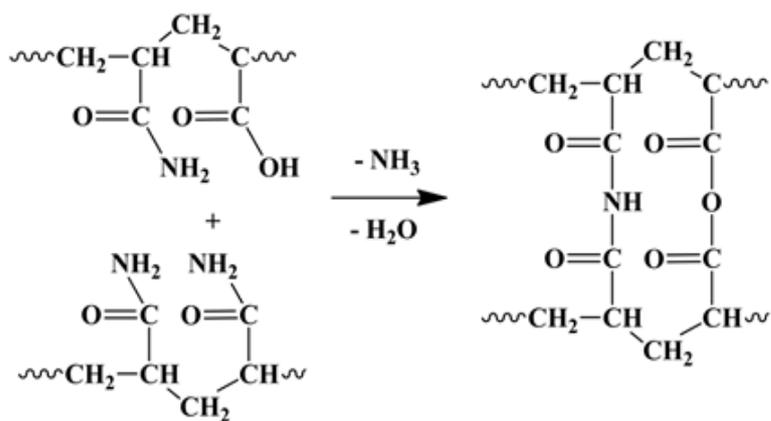


Рисунок 1 - Формирование сшивки между цепями полиакриламида при синтезе РРГ

Полимерный гель, синтезированный таким методом (рис.2), показал способность сохранять целостность набухших частиц как в пресной, так и в соленой воде при температуре 25-30 °С в течение года.

В результате экспериментов установлено, что время достижения равновесного значения абсорбционной емкости полимерного геля составляет 1,0-2,0 часа в зависимости от гранулометрического состава РРГ. Значение абсорбционной емкости варьирует от 35 до 45 в зависимости типа и минерализации пластовой воды. Абсорбционная емкость полученных частиц РРГ в модели пластовой воды плотностью 1,145 г/см<sup>3</sup> в 1,7-12,3 раз больше доступных аналогов.

Диаметр частиц в максимальном набухшем состоянии в 4-6 раз больше в сухом виде. Проведенные испытания прочности геля показали, что напряжение при сжатии для фракции 250-500 мкм в среднем составляет 5000-7000 Па. С учетом этого, разработанный состав можно отнести к жестким гелям РРГ. Проведенные испытания показали, что частицы способны сжиматься и проходить через отверстия в 20 раз меньше диаметра частиц полимера, сохраняя свою целостность.

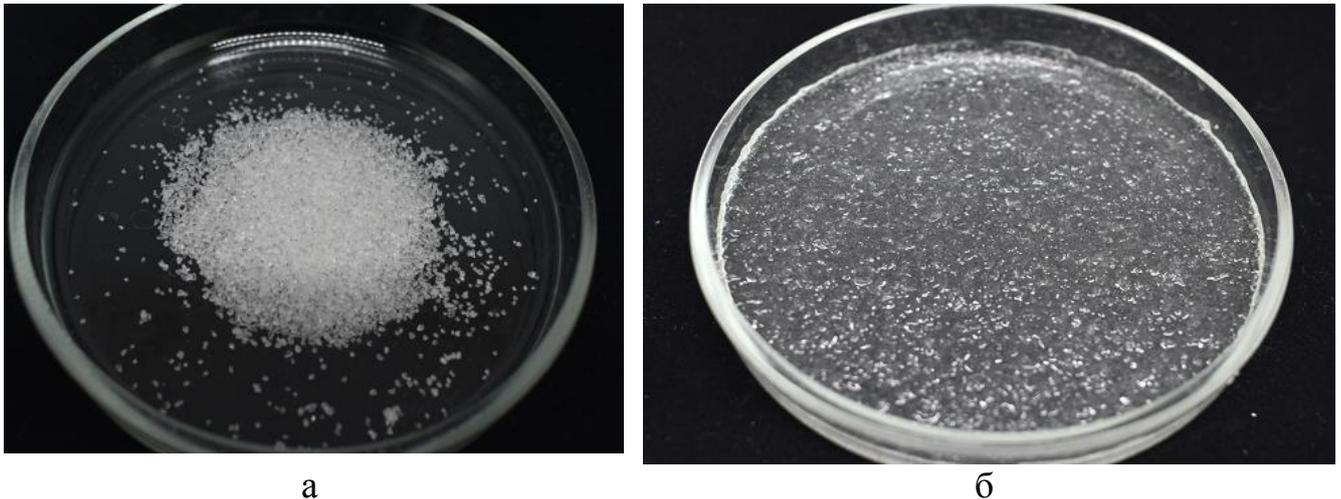


Рисунок 2 - Частицы состава РРГ а – до набухания, б – после набухания

**В третьей главе** проведен анализ условий использования состава РРГ, рассмотрены вопросы выбора эксплуатационных объектов и скважин-кандидатов для применения технологии. С учетом проведенного анализа международного опыта проведения обработок гелями РРГ можно сформулировать следующие условия для выбора участков эффективного применения технологии РРГ.

Во-первых, исходя из экономических соображений для реализации РРГ, необходимо наличие достаточных остаточных извлекаемых запасов нефти, что обычно оценивается на основе 3D цифровых геолого-гидродинамических моделей. Для получения значительного эффекта от технологии обводненность продукции добывающих скважин должна превышать 50%. При этом на основе методов гидродинамических исследований скважин (ГДИ), гидропрослушивания и трассирования меченых веществ должна быть установлена устойчивая гидродинамическая связь нагнетательной скважины с соседними добывающими.

В случае отсутствия длительных исследований методом падения давления возможно применение экспресс-метода выявления скважины-кандидата по индексу

PI (Pressure Index decision-making technology), который основан на проведении краткосрочных гидродинамических исследований скважины с регистрацией темпов падения давления в течение 90 минут [11].

При обработке коллектора суспензией PPG необходимо учитывать влияние минерализации пластовой воды и пластовую температуру. В ходе лабораторных испытаний геля PPG с целью применения на конкретном месторождении предварительно необходимо оценить его абсорбционную емкость. Концентрация суспензии, гранулометрический состав, скорость закачки подбираются таким образом, чтобы во время закачки PPG давление нагнетания поддерживалось на 20% ниже от расчетного давления разрыва горных пород. Воздействие на пласт регулируется указанными факторами.

Для предупреждения блокировки низкопроницаемых интервалов ПЗП автором диссертации проведены эксперименты по подбору брейкера к синтезированным частицам PPG. Для выявления эффективного брейкера для PPG протестированы 2 различных окислительных состава. По результатам испытаний для промывки ПЗП рекомендован брейкер на основе персульфата аммония с синергирующими добавками. Данный реагент согласно проведенным экспериментам способен разрушить 85% полимера PPG за сутки.

Для эффективного применения технологии PPG важна высокая анизотропия проницаемости коллекторов как по толщине, так и по латерали. С учетом этого можно выделить два типа потенциально перспективных эксплуатационных объектов. К первому относятся залежи с выраженной макротрещиноватостью, для которых задачей PPG является кольматация промытых крупных трещин. Для Пермского края данный тип преимущественно приурочен к карбонатным залежам турне-фаменского возраста (Т, Фм), которые присутствуют как на платформенной части, так и на Предуральском краевом прогибе. Наиболее информативными при оконтуривании участков с коллекторами трещинного типа для территории исследования являются гидродинамические методы исследований скважин.

Преждевременное обводнение залежей с поровым типом коллектора по наиболее проницаемым пропласткам обычно наблюдается при повышенной вязкости нефти  $\mu$  более 5 мПа·с. Анализ эксплуатационных объектов Пермского края показывает, что залежи такого типа ( $k \geq 0,5$  мкм<sup>2</sup> и  $\mu \geq 5$  мПа·с) преимущественно относятся к терригенным визейским пластам (Тл, Бб, Мл – 41 объект). К карбонатным залежам с такими условиями относятся 8 эксплуатационных объектов (5 турнейского и 3 верейского возраста). Все указанные залежи приурочены к платформенной части Пермского края (Башкирский свод, Бымско-Кунгурская впадина, Верхнекамская впадина, Пермский свод, Висимская впадина). Необходимо заметить, что на залежах с меньшей проницаемостью могут присутствовать локальные участки с  $k \geq 0,5$  мкм<sup>2</sup>, которые также могут являться целевыми объектами для применения PPG.

Примером трещиноватого эксплуатационного объекта является залежь нефти турнейского яруса Опалихинского месторождения. Для данного эксплуатационного объекта при текущей выработке запасов  $\eta = 46,8$  % более 60% скважин работает с обводненностью более 50%, что свидетельствует о целесообразности применения третичных методов нефтеизвлечения. В качестве скважин-кандидатов для

обработки PPG рассмотрены три нагнетательные скважины № 423, 433, 439 (рис. 3). Данный элемент разработки, на котором находятся указанные скважины, располагается в зоне повышенной плотности запасов.

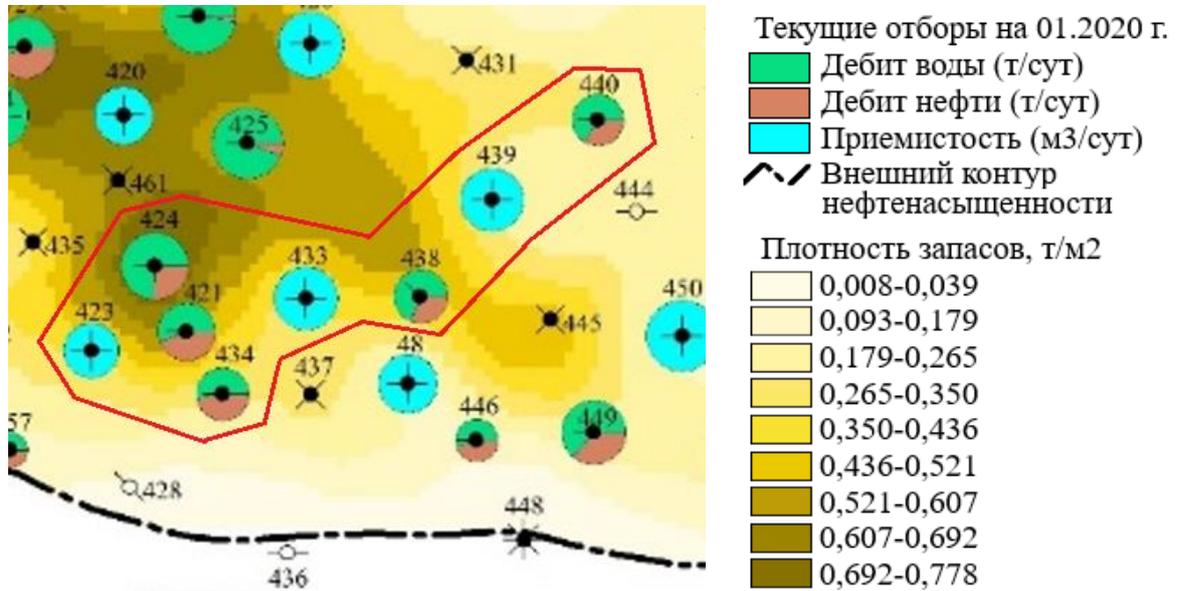


Рисунок 3 - Элемент системы разработки объекта Т Опалихинского месторождения

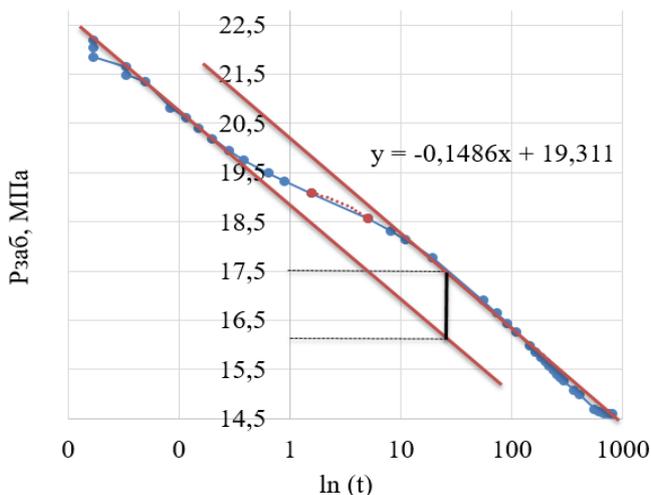


Рисунок 4 – Пример КПД нагнетательной скважины № 423

Трещиноватый тип коллектора, согласно модели Уоррена-Рута, подтверждается характерным перегибом кривой падения давления (КПД) скважины (рис. 4). Установлено, что раскрытость трещин коллектора указанных нагнетательных скважин, рассчитанная на всю толщину интервала перфорации, варьирует от 30 до 50 мкм. Таким образом, с учетом изменения размеров частиц после набухания и результатов прочностных исследований, приведенных во второй главе, рекомендованный гранулометрический состав фракции PPG для проведения обработки – менее 250 мкм.

В качестве примера эксплуатационного объекта порового типа рассмотрена визейская залежь нефти (объект Тл-Бб) Шагиртско-Гожанского месторождения со следующими средними характеристиками:  $\mu=38$  мПа·с,  $k=1,2$  мкм<sup>2</sup>,  $\eta=60,9$  %. Для реализации технологии PPG выбран участок ее центральной части (рис. 5), характеризующийся обводненностью добывающих скважин более 85% и относительно высокой плотностью ОИЗ (0,2-0,6 т/м<sup>2</sup>). Сравнительный анализ и

выбор нагнетательных скважин осуществлялся на основе подсчета индекса  $PI$  по формуле (1):

$$PI = \frac{\int_0^T p(t)}{T}, \quad (1)$$

где  $PI$  – индекс давления;  $p(t)$  – изменение давления во времени при отключении нагнетательной скважины;  $T$  – продолжительность остановки скважины. Результаты расчетов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – ФЕС в зонах дренирования скважин-кандидатов Шагиртско-Гожанского месторождения (объект Тл-Бб)

Скважина №	k (ПЗП), мкм <sup>2</sup>	k (УЗП), мкм <sup>2</sup>	Пористость, д.ед.	PI
302	0,414	0,697	0,19	110,6
370	0,065	0,298	0,20	83,5
1113	0,057	0,225	0,19	104,8
1128	0,035	0,017	0,19	113,8
1133	0,141	0,588	0,17	78,9

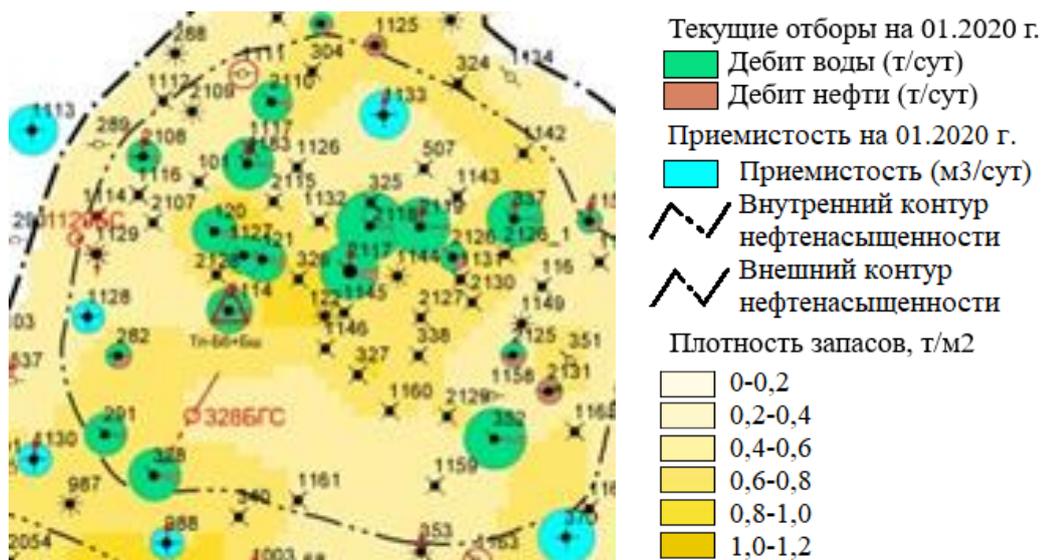


Рисунок 5 - Элемент системы разработки объекта Тл-Бб Шагиртско-Гожанское месторождение

Согласно международному опыту  $PI$  используется для оценки неоднородности коллектора по площади. При разнице в значениях  $PI$  между максимальным и минимальным значениями по блоку нагнетательных скважин более 5, технология PRG может рассматриваться в качестве перспективной технологии воздействия на профиль коллектора. В качестве кандидатов для закачки предварительно сшитого геля при этом рассматриваются скважины с наименьшим индексом  $PI$ .

Из таблицы 1 видно, что для выбранного участка разница между максимальным и минимальным значениями  $PI$  составляет 35 МПа, соответственно рассмотренный участок разработки характеризуется неоднородностью коллектора и может быть

рекомендован к применению технологии выравнивания профиля приемистости на скважинах №370 и №1133. При наличии в породе пор различных размеров фильтрация осуществляется по наиболее крупным порам свыше 30 мкм. Таким образом, на начальном этапе обработки суспензией PPG рекомендуется использовать фракцию со средним размером частиц 100 мкм.

**В четвертой главе** приведены результаты фильтрационных испытаний суспензии PPG на карбонатных трещиноватых и высокопроницаемых терригенных кернах.

Результаты испытаний на карбонатном трещиноватом керне показали, что частицы PPG при равновесном значении абсорбционной емкости способны проходить сквозь трещину с шириной в 20 раз меньше диаметра частиц [8]. PPG с гранулометрическим составом в сухом виде 250-500 мкм в набухшем виде имеют средний размер 1700 мкм; испытания показали, что такие частицы в набухшем состоянии способны проникать в трещины с раскрытостью 60-70 мкм.

В ходе экспериментов проведено три испытания суспензий PPG с разной вязкостью дисперсионной среды. Обусловлено это тем, что суспензия PPG в стационарном состоянии способна осаждаться. В лабораторных испытаниях снизить скорость седиментации удалось путем увеличения вязкости дисперсионной среды на основании уравнения Стокса. Основные параметры испытаний приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Сопоставление результатов фильтрационных испытаний на исходных трещиноватых кернах и после закачки полимерных суспензий

№ опыта	$\mu$ , мПа·с	W, мкм	$K_{пр1}$ , мкм <sup>2</sup>	$K_{пр2}$ , мкм <sup>2</sup>	$P_{max}$ , атм	$F_{гг}$
1	1,5	78,7	1,357	0,081	7,8	0,06
2	15	65,8	0,791	0,015	7,8	0,02
3	37	89,7	2,005	0,120	4,0	0,06

В среднем проницаемость керна около 1 мкм<sup>2</sup> после обработки суспензией снижалась в 17 раз. PPG продемонстрировал хорошие блокирующие свойства: фактор остаточного сопротивления ( $F_{гг}$ ) в трех испытаниях составил от 0,02 до 0,06.

Испытания суспензии PPG на терригенных кернах (Бб, Аспинское нефтяное месторождение, Забродовская площадь) проведены в параллели с тестирование раствора полиакриламида. В экспериментах использовались PPG с размером частиц до 100 мкм. Анализ результатов показывает, что реагент PPG формирует в проницаемых зонах полимерный «экран», который затем равномерно перемещается по керну, перераспределяя фильтрационные потоки в низкопроницаемые каналы фильтрации (рис. 6.а). Стандартный полимерный раствор фильтруется сквозь керна равномерно (рис. 6.б). Коэффициент проницаемости керна при испытании технологии PPG снизился в 36 раз с 0,582 до 0,016 мкм<sup>2</sup>; для раствора полиакриламида – в 20 раз с 0,489 до 0,024 мкм<sup>2</sup> [9].

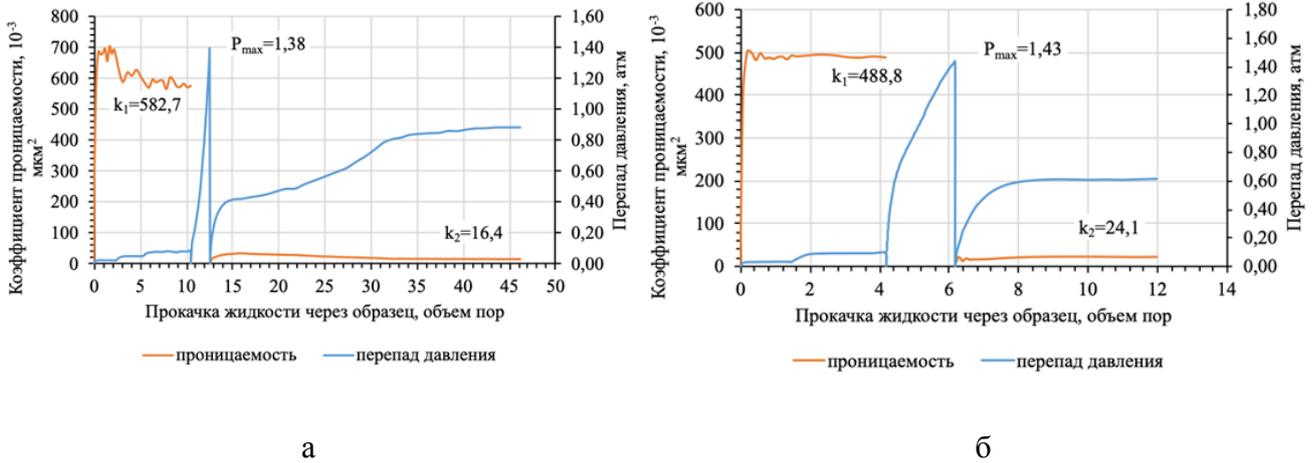


Рисунок 6 - Результаты фильтрационных испытаний технологии на терригенных образцах кернов для технологии PPG (а), полимерного заводнения (б)

В ходе испытаний для оценки структуры заполнения порового пространства при закачке PPG применен метод рентгеновской томографии керна с фиксацией томограмм до и после фильтрационных экспериментов на кернах (рис. 7). Раствор ПАА и суспензия PPG готовились на основе воды с введенной рентгеноконтрастной меткой. Данные, полученные с томограмм, показывают, что заполнение порового пространства керна дисперсионной средой суспензии PPG в два раза выше в сравнении с результатами тестирования раствора полиакриламида (таблица 3).

Таблица 3 - Результаты фильтрационных испытаний и томографирования

Тип реагента	В сухом состоянии			После закачки реагента	
	Коэффициент пористости по газу	Коэффициент проницаемости $k_1$ , мкм <sup>2</sup>	Коэффициент пористости по томографии $K_{п-1том}$ , %	Коэффициент проницаемости $k_2$ , мкм <sup>2</sup>	Коэффициент пористости по томографии $K_{п-2том}$ , %
PPG	17,6	0,582	7,60	0,016	0,64
ПАА	17,6	0,489	8,02	0,024	4,26

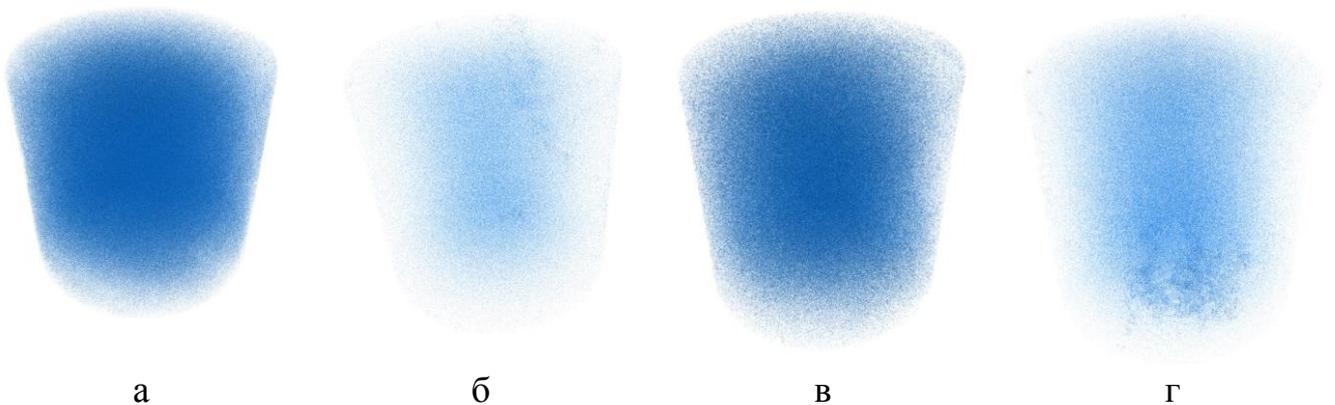


Рисунок 7 - 3D модели кернов (а) до и (б) после закачки суспензии PPG; (в) до и (г) после закачки раствора ПАА

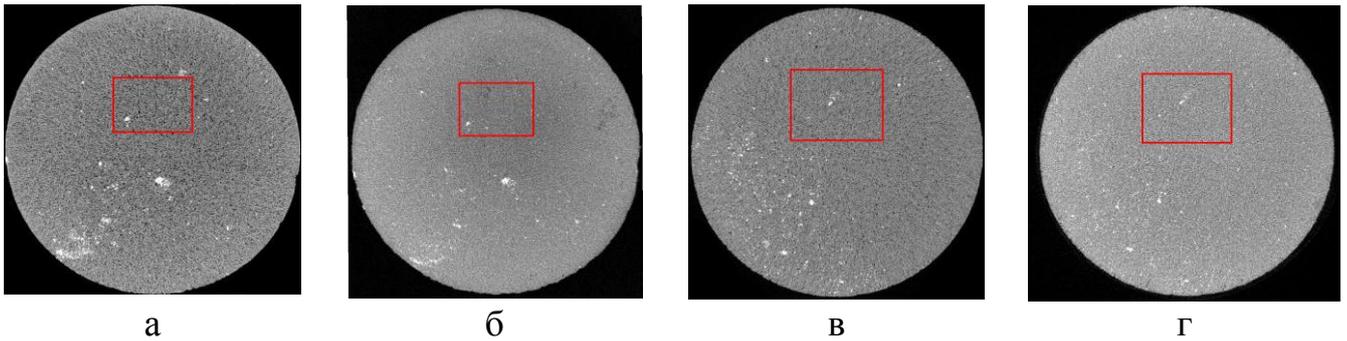


Рисунок 8 – Томограммы 2D образцов керна (а) до и (б) после воздействия суспензией PPG; (в) до и (г) после воздействия раствором ПАА

Наглядно механизм заполнения порового пространства тестируемыми реагентами виден на томограммах при анализе их 2D срезов (рис. 8). При тестировании суспензии PPG поры, фиксируемые до закачки реагента темно-серым (либо близким к черному цветом) (рис. 8.а), после их заполнения дисперсионной средой, содержащей рентгеноконтрастную метку, в подавляющем большинстве приобрели светло-серый оттенок, став по цветности близкими к горной породе (рис. 8.б). При тестировании раствора полиакриламида значительное количество пор после закачки по-прежнему имеют темный оттенок, состав в них не зашел, поры остались заполнены моделью пластовой воды (рис. 8.г).

Результаты обработки томограмм для различных диапазонов размеров пор приведены в сводной таблице 4. Для суспензии PPG поры с диаметром более 0,08 мм заполнены дисперсионной средой на 94% и выше. Для пор диаметром от 0,07 до 0,08 мм  $K_{\text{охв}}$  составил 93,1%; для минимального размера пор (0,06-0,07 мм)  $K_{\text{охв}}$  чуть ниже - 80,9%. Результаты томографии показывают эффективное заполнение порового пространства при закачке суспензии PPG для всех размеров наблюдаемых пор.

При тестировании раствора ПАА самые крупные поры с диаметром более 0,10 мм заполнились раствором полимера в среднем на 30-35% хуже в сравнении с испытанием суспензии PPG: заполняемость ( $K_{\text{охв}}$ ) варьирует от 62 до 73% для групп пор разного диаметра более 0,10 мм (таблица 4). Для пор диаметром от 0,09 до 0,10 мм -  $K_{\text{охв}} = 61,0\%$ ; от 0,08 до 0,09 мм -  $K_{\text{охв}} = 52,4\%$ . Для пор меньших диаметров  $K_{\text{охв}}$  начинает резко падать:  $K_{\text{охв}} = 35,9\%$  в интервале от 0,07 до 0,08 мм;  $K_{\text{охв}} = 12,2\%$  в интервале от 0,06 до 0,07 мм. Необходимо заметить, что размер более 0,06 мм характеризует достаточно крупные поры, т. е. эксперимент, моделирующий полимерное заводнение в целом свидетельствует о неудовлетворительном воздействии на поровое пространство керна [10].

Таким образом, проведенные исследования подтвердили свойство суспензии на основе геля PPG воздействовать на высокопроницаемые интервалы и перераспределять потоки в низкопроницаемые менее доступные зоны коллектора.

Таблица 4 - Распределение коэффициентов пористости по данным томографии до и после закачки реагентов и коэффициента заполнения порового пространства дисперсионной средой для различных размеров пор.

Диаметр пор, мм	Технология PPG			Полимерное заводнение		
	К <sub>п-1том</sub> , %	К <sub>п-2том</sub> , %	К <sub>охв</sub> , %	К <sub>п-1том</sub> , %	К <sub>п-2том</sub> , %	К <sub>охв</sub> , %
0,06-0,07	2,6303	0,5024	80,9	1,6396	1,4394	12,2
0,07-0,08	0,7857	0,0545	93,1	1,9783	1,2688	35,9
0,08-0,09	1,2196	0,0453	96,3	0,6713	0,3195	52,4
0,09-0,10	1,0858	0,0176	98,4	1,0702	0,4171	61,0
0,10-0,11	0,6175	0,0059	99,0	0,9734	0,2967	69,5
0,11-0,12	0,3916	0,0032	99,2	0,5404	0,1715	68,3
0,12-0,13	0,3668	0,0029	99,2	0,4120	0,1306	68,3
0,13-0,14	0,1935	0,0016	99,2	0,2267	0,0650	71,3
0,14-0,15	0,1036	0,0012	98,8	0,1600	0,0450	71,9
0,15-0,16	0,0844	0,0011	98,7	0,1163	0,0328	71,8
0,16-0,17	0,0508	0,0005	99,0	0,0628	0,0239	61,9
0,17-0,18	0,0236	0,0005	97,9	0,0531	0,0180	66,1
0,18-0,19	0,0160	0,0002	98,8	0,0325	0,0112	65,5
0,19-0,20	0,0112	0,0006	94,6	0,0231	0,0069	70,1
0,20-0,21	0,0079	0,0002	97,5	0,0172	0,0051	70,3
0,21-0,22	0,0059	0,0004	93,2	0,0143	0,0042	70,6
0,22-0,23	0,0027	0,00015	94,4	0,0094	0,0026	72,3
0,23-0,24	0,0010	0,00005	95,0	0,0089	0,0026	70,8
0,24-0,25	0,0006	0,00000	100,0	0,0076	0,0021	72,4
<b>итого</b>	<b>7,60</b>	<b>0,64</b>	<b>91,6</b>	<b>8,02</b>	<b>4,26</b>	<b>46,9</b>

### **Основные выводы и результаты:**

1) Разработан состав сшитого полимерного геля PPG для закачки в нагнетательные скважины, адаптированный к залежам с низкими температурами и высокой минерализацией пластовой воды. Изучены физико-химические свойства полученных частиц PPG: равновесная абсорбционная емкость полученного PPG в соленой воде составляет от 35 до 45 г/г в зависимости от минерализации воды, кинетика набухания составляет варьирует от 1 до 2 часов в зависимости от гранулометрического состава, размеры частиц в набухшем виде в 4-6 раз больше размера частиц в сухом виде. Испытания по определению прочности полимерного геля показали, что частицы способны проникать в трещины и поры с диаметром в 20 раз меньше диаметра частиц в набухшем виде.

2) Проведены фильтрационные и томографические испытания разработанного состава на трещиноватых и пористых кернах для установления эффективности применения реагента. В испытаниях на трещиноватом карбонатном керне показано, что проницаемость керна после обработки гелем PPG снизилась в 17 раз. Испытания на терригенных кернах проводились при томографическом контроле порового пространства керна. Показано, что суспензия PPG снизила проницаемость керна в 36 раз, при этом 92% порового пространства керна в ходе испытания было заполнено дисперсионной средой суспензии, что в два раза выше при аналогичном тестировании раствора полиакриламида. Проведенные исследования показали, что суспензия PPG позволяет снизить проницаемость высокообводненных интервалов и перераспределить фильтрационные потоки в низкопроницаемые зоны, которые содержат остаточную нефть.

3) Сформированы основные рекомендации для проведения обработки нагнетательных скважины с целью выравнивания профиля коллектора. Установлено, что такие факторы как гранулометрический состав, концентрация частиц и скорость закачки являются факторами, позволяющие регулировать давление нагнетания при проведении обработки.

4) Определены условия для использования состава сшитого полимерного геля PPG. Определены скважины-кандидаты для проведения обработки PPG на нефтяных месторождениях Пермского края. Примером трещиноватого эксплуатационного объекта является залежь нефти турнейского яруса Опалихинского месторождения. В качестве примера высокопроницаемого эксплуатационного объекта порового типа рассмотрена визейская залежь нефти (объект Тл-Бб) Шагиртско-Гожанского месторождения.

### Список опубликованных работ по теме диссертации

Публикации в ведущих рецензируемых научных изданиях и в изданиях, приравненных к ним

1. Кетова Ю. А. (Рожкова Ю. А.) Актуальные направления разработки полимерных составов в условиях эксплуатации объектов Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2017. - Т. 16, №4. - С. 342-349. (**Перечень ВАК**)
2. Кетова Ю. А. (Рожкова Ю. А.), Галкин С. В. Разработка технологии кислотно-водоизоляционной обработки добывающей скважины на основе неорганических кремниевых полимеров. // Нефтепромысловое дело. – 2018. - №6. - С. 49-54. (**Перечень ВАК**)
3. Кетова Ю. А. (Рожкова Ю. А.), Галкин С. В., Седова В. А. Анализ эффективности применения полимерных составов при проведении ремонтно-изоляционных работ на нефтяных скважинах // Нефтепромысловое дело. – 2019. – Т. 12, №612. - С.71-73. (**Перечень ВАК**)
4. Кетова Ю. А. (Рожкова Ю. А.), Бай Б. Анализ эффективности применения заводнения нефтеносных пластов на основе водорастворимого полиакриламида и предварительно сшитых полиакриламидных частиц. / Кетова Ю. А. (Рожкова Ю. А.), Бай Б., Казанцев А. Л., Галкин С. В. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2019. - Т. 19. № 3. - С. 251-262. (**Перечень ВАК**)
5. Yang H., Zhang H. Effect of hydrophobic group content on the properties of betaine-type binary amphiphilic polymer / Yang H., Zhang H., Zheng W., Zhao B., Zhao H., Li X., Zhang L., Zhu Zh., Kang W., Ketova Yu. A. (Rozhkova Yu. A.), Galkin S. V. // Journal of Molecular Liquids. – 2020. - № 311, № статьи 113358. (**Scopus, Web of Science**)
6. Yang H., Zhou B. Conformance control mechanism of low elastic polymer microspheres in porous medium / Yang H., Zhou B., Zhu T., Wang P., Zhang X., Wang T., Wu F., Zhang L., Kang W., Ketova Yu. A. (Rozhkova Yu. A.), Galkine S. V. // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2021. - Vol.196, N. 107708. (**Scopus, Web of Science**).
7. Кетова Ю. А. (Рожкова Ю. А.), Галкин С. В. Анализ мирового опыта применения технологий выравнивания профилей приемистости на основе сшитых полимерных гелей. / Кетова Ю. А. (Рожкова Ю. А.), Галкин С. В., Вотинов А. С., Канг В., Янг Х. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2020. - Т.20, №2. - С.250–261. (**Перечень ВАК**)
8. Кетова Ю. А. (Рожкова Ю. А.), Бай Б. Тестирование технологии предварительно сшитых частиц полимерного геля для ограничения водопритокков на фильтрационных керновых моделях. / Кетова Ю. А. (Рожкова Ю. А.), Бай Б., Хижняк Г. П., Гладких Е. А., Галкин С. В. // Записки горного института. – 2020. – т. 241 – С. 91-96. (**Перечень ВАК, Scopus, Web of Science**)

9. Галкин С. В., Кетова Ю. А. (Рожкова Ю. А.) Изучение механизма перераспределения фильтрационных потоков при закачке синтезированных сшитых гелей методом рентгеновской томографии кернa. / Галкин С. В., Кетова Ю. А. (Рожкова Ю. А.), Савицкий Я. В., Ванли К., Сарсенбекулы Б. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. - № 11. С. 127-136. (**Перечень ВАК, Scopus**)

10. Ketova Yu. (Rozhkova Yu.), Galkin S., Kolychev I. Evaluation and X-Ray tomography analysis of super-absorbent polymer for water management in high salinity mature reservoirs. // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2021. - №196, article №107998. (8 стр./ авторские 5 стр.) (**Scopus, Web of Science**).

#### Патент на изобретение

11. Патент на изобретение. Способ разработки нефтяного пласта / Сусанов Я. М., Устькачкинцев Е. Н., Рожкова Ю. А. Патентообладатель ООО «НефтеПром Сервис». - № 2 729 652. Дата подачи заявки: 30.12.2019. Опубликовано: 11.08.2020. Бюл. №23.