

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования



«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Направление подготовки/профиль 21.06.01 «Геология, разведка и разработка полезных ископаемых»

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Отделение Нефтегазового дела

Научный доклад об основных результатах подготовленной
научно-квалификационной работы

Тема научного доклада
Геолого-промысловая оценка фильтрационно-емкостных свойств засоленных терригенных пластов коллекторов (на примере месторождения Иркутского амфитеатра)
УДК 552.578.2.061.4.08(571.53)

Аспирант

Группа	ФИО	Подпись	Дата
A8-77	Ермеков Роман Игоревич		10.06.2022

Руководитель профиля подготовки

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Бурков П.В.	д.т.н.		

Руководитель отделения

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Лукин А.А.	К.Г.-М.Н.		10.06.2022

Научный руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		10.06.22

Томск – 2022 г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири продолжает своё уверенное развитие. Большинство ранее открытых крупных месторождений нефти и газа вносят существенный вклад в достижение целевых показателей добычи Российской Федерации. В большом количестве работ не раз подчеркнуто, что отличительной чертой месторождений региона является наличие вторичного изменения порового пространства, которое происходило при формировании залежей углеводородов. Помимо дизъюнктивных нарушений, связанных с тектонической историей формирования Сибирской платформы, в поровом пространстве значительно представлены отложения минеральных солей. Наиболее распространенным представителем минералов является галит (NaCl). Количество и характер его распространения наравне с общей неоднородностью пород слагаемые коллектора вносит существенные изменения в фильтрационно-емкостные свойства.

Разработка залежей нефти месторождений проводится в основном с закачкой воды. Источниками воды служат воды, добываемые из водоносных горизонтов, подтоварная и пресная воды. Хорошо известно, что минерализация данных вод существенно ниже минерализации пластовых вод. В результате их взаимодействия с поровым пространством и пластовыми флюидами с одной стороны происходит рассолонение порового пространства и насыщение вод солями, а с другой – выпадение уже из перенасыщенных вод солей в призабойной области и в стволе добывающих скважин вплоть до потери притока. При этом в качестве отлагаемого осадка служат отложения солей галита, кальцита (CaCO_3), гипса ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) или их полиминерального комплекса.

Анализ литературы показал, что существует множество работ, направленных на физико-математическое описание механизма взаимодействия солёной породы и воды. Тем не менее следует отметить, что в работах нет явного учёта типа отлагаемых солей. История разработки месторождений региона показывает, что тип отлагаемого осадка оказывает решающее значение на планирование, трудоемкость, стоимость работ по устранению последствий солеотложения, а также на эффективность вытеснения запасов.

В связи с вышеописанным возникает вопрос о необходимости изучения процессов выпадения и растворения неорганических солей с учётом состава закачиваемых и пластовых вод.

Цель работы

Изучить механизмы вторичного минералообразования в засоленных коллекторах с количественной оценкой их влияния на ФЕС.

Для достижения поставленной цели необходимо решение **следующих задач:**

1. выполнить анализ масштаба проблем по солеотложению и действующих технологий против них на эксплуатационном фонде;
2. изучить факторы, влияющие на образование солей, получить экспериментальное и расчётное подтверждение степени влияния каждого на основе керновых данных;
3. определить полный набор коэффициентов и зависимостей необходимых для моделирования процессов вторичного солеотложения на основе результатов расчётов на цифровых моделях керна и флюидов;
4. выполнить гидродинамическое моделирование эффектов рассолонения и засоления на синтетических моделях.

Степень разработанности темы исследования

Вопросами изучения пород-коллекторов Восточной Сибири и их фильтрационно-емкостных свойств занимаются вот уже более 60 лет множество коллективов, учёных и инженеров.

Вопросам изучения формирования горных пород юга Сибирской платформы и процессам их преобразования посвящены работы А. Г. Коссовской, В.П. Шутова (1963); А.В. Копеловича (1965); Е.В. Пиннекера (1966); Ж. Милло (1968); Г.В. Карповой (1972); А.М. Жаркова (1974); Б.А. Сахарова (1976); О.С. Ломовой (1979); А.С. Анциферова (1981); М.Б. Букаты (1981); Т.И. Гуровой, Л.С. Черновой (1988); Р.С. Сахибгареева, Б.В. Самсонова (1988); В. И. Вожова, С.Н. Гришины, О.П. Гончаренко (1990); И.А. Кальвина, В.А. Моисеева, В.В. Буторова (1990); Л.Ф. Гулиса (1995); Д.Д. Котельникова, Н.А. Солодковой (1995); О.В. Парфеновой, О.В. Япаскурт (2000); В.И. Петрова (2005); Г.Г. Шемина (2007); С.В. Гажула (2008); Я.Э. Юдовича, М.П. Кетриса (2008); Л.А. Барышева, А.С. Барышева (2008); Л.П. Гмида, Т.Д. Шибинной (2009); Е.С. Коновальцевой (2010); Е.А. Жуковской (2011); А.В. Городнова В.Н., Черноглазова (2012); Л.Н. Шакирзянова, Е.А. Жуковской (2015); В.С. Воробьева, И.В. Чеканова, Я.С. Клиновой (2017); А.В. Постникова, О.В. Постниковой, Е.С. Изьюровой, В.В. Пошибаева, А.С. Кузнецова, А.Д. Изьюрова, А.Е. Козионова (2019); А.В. Плюснина, М.И. Гёкче, О.В. Неделько и др. (2021) и многих других авторов. Благодаря этим работам установлены и изучаются до сих пор состав и строение пород всего стратиграфического комплекса отложений Сибирской платформы.

Вопросам исследования влияния процессов вторичного минералообразования на разработку нефтегазовых месторождений посвящены работы В.А. Гринченко (2013); Б.А. Григорьева, А.Е. Рыжова, Д.М. Орлова, Н.В. Савченко, А.Л. Федосеева (2014); И.А. Виноградов, А.А.

Загоровского, К.Ю. Богачева, С.В. Милютина, Е.А. Горбатко, И.А. Долгова (2015); А. Чиргуна, А. Леванова, Я. Гордеева, А. Лазеева, А. Тимчука (2017); А.В. Богданова, Т.А. Исмаилова (2017); А.Л. Ковалёва, И.Ю. Корчажкиной, Н.В. Савченко, Е.Л. Фомина, Е.В. Щеберстова, А.А. Кузовкова (2017); Е.О. Чертовских, Щеткина В.Н., И.П. Лебедевой, А.Н. Черемисина, А.А. Горланова, Д.Д. Романовой (2017); Л.А. Гайдукова, В.А. Николаева и др. (2017); Ш.А. Нигматова, Л.Р. Исмагиловой, А.Н. Бощенко (2019); В.Д. Порошина, С.И. Гримуса (2020); С.В. Зимина, И.В. Сабанчина, И.А. Краснова, О.О. Буторина и др. (2020); Андриющенко А.Д. (2021) и ещё множества других авторов. Конечной целью этих работ являлось изучение причин растворения и выпадения солей, разработка физико-математических алгоритмов для учёта этих процессов и их влияния на эффективность разработки месторождений при нагнетании воды как основного вторичного метода.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются терригенные отложения ярактинского горизонта (Ya) вендского возраста Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНГКМ). Предмет исследования – геолого-физические и физико-химические процессы, протекающие при разработке в засоленном поровом пространстве коллектора в условиях несовместимости закачиваемых и пластовых вод.

Научная новизна выполненной работы

1. Впервые предложен интегральный подход к решению проблемы моделирования растворения и выпадения солей различного состава в продуктивном горизонте ЯНГКМ, который включает в себя: эксперименты по определению состава горных пород и типа отлагаемых солей, определение ключевых химических компонентов соединений солей в породах и водах, построение цифровых моделей химических реакций, описывающих

растворение и выпадение солей на основе численных расчётов, выполнение цифровизации представительных образцов керна горных пород, моделирование процесса засолонения с расчётом ФЕС пород, создание композиционной гидродинамической модели с опцией химических реакций, описывающих образование осадков солей.

2. Установлены следующие закономерности:

- пластовая вода ярактинского горизонта является несовместимой с закачиваемой водой Литвинцевской свиты, что приводит к выпадению солей гипса в призабойной зоне нагнетательных скважин с дальнейшим прекращением процессов отложения ввиду малого объема пластовой воды;

- закачиваемая в пласт вода Литвинцевской свиты действует в роли растворителя для солей, в то время как закачиваемая подтоварная вода с большей концентрацией и в большей степени нейтральна для пород-коллектора;

- движение закачиваемых вод вглубь пласта происходит с их постепенным насыщением солями галита, что приводит к усилению неоднородности из-за движения по наиболее проницаемым пропласткам, а также в зависимости от типа смешанных вод к выпадению солей галита, гипса и кальцита в призабойной зоне обводненных интервалов добывающих скважин со снижением коэффициента продуктивности.

Практическая и теоретическая значимость работы. Разработана композиционная гидродинамическая модель, учитывающая закономерности процессов минералобразования для продуктивного горизонта ЯНГКМ. Созданная композиционная модель может быть рассмотрена для включения в цикл производственного планирования с целью выполнения расчётов по ожидаемым геолого-техническим мероприятиям, связанных с борьбой против отложений солей в призабойной зоне пласта скважин. Новые знания позволили

выявить факты, которые могут способствовать улучшению условий разработки залежи посредством применения разделения зон нагнетания вод по типу наиболее благоприятного типа. Теоретическая значимость проделанной работы содержится в предлагаемом подходе решения проблемы солеотложения в нефтегазовой отрасли, который может быть успешно реализован для различных условий и типов залежей.

Научные положения, выносимые на защиту

1. Методика изучения процессов вторичного минералобразования в засоленных коллекторах;
2. Количественная оценка влияния солеотложения на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов при заводнении несовместимыми водами закачки.

Соответствие паспорту научной специальности

Тема диссертации соответствует заявленной специальности, а именно пункту 2 «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».

Апробация работы

Результаты диссертационного исследования с её основными положениями докладывались на: XXV Международном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр»; научно-технических совещаниях с освещением результатов исследования поэтапно (I, II, III, IV, V); научно-технической конференции

Иркутской нефтяной компании 2020 года; научно-технической конференции Иркутской нефтяной компании 2021 года.

Публикации

Основные результаты исследования опубликованы в 6 печатных работах, рекомендованных ВАК РФ.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения, приложений и списка литературы из 103 наименований. Работа изложена на 196 страницах машинописного текста, включая 76 рисунков, 36 таблиц.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении описываются основные параметры работы, состоящие из актуальности с описанием цели и задач, охарактеризованы научная новизна, научные положения, объект и предмет исследования, а также практическая значимость диссертационного исследования.

В первой главе рассмотрены причины, литолого-минералогические предпосылки возникновения засоления пород-коллекторов, описаны основные теории засоления, охарактеризовано его влияние на продуктивность скважин и предлагаемые методы по физико-химическому описанию процессов засоления и рассоления.

Основными предпосылками для минералообразования выступают два фактора: обстановка условий осадконакопления и преобразование пород в ходе процессов литификации. Для пород-коллекторов юга Сибирской платформы предполагается, что захоронение отложений происходило при взаимодействии осадков с водами переменной солености в течение времени. При этом ведущим типом обстановки осадконакопления являлась прибрежно-морская с циклическими периодами изменения уровня моря. С уровнем моря и типом выносимых осадков менялась и соленость вод вплоть до рассолов. В подобной среде установлено, что осаждение могло происходить в последовательности: инкорпорация и регенерация зёрен кварца и полевого шпата → карбонатизация (доломитизация) и выщелачивание → ангидритизация → галитизация. Осаждение известковых, доломитовых, гипсовых и галитовых осадков приводило к нарушению равновесия в системе рассол-порода и активизацией процессов их взаимодействия. Такой механизм позволил установить существование непрерывного процесса растворения гипсов, накопления доломитовых осадков и хлорида кальция в рассолах.

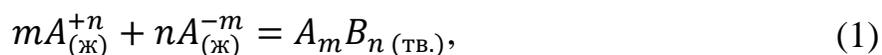
Осаждение галита в крупных масштабах наблюдалось при достижении минерализации вод бассейна свыше 320 г/л.

Большинство работ отражает точку зрения о нахождении галита (NaCl) в порых как вторичного минерала в вендских отложениях. Принятыми путями его поступления связывают с движением рассолов из вышележащих толщ посредством гравитационного просачивания, движения по зонам активных разломов и высокой трещиноватости. Сами разрывные нарушения предположительно созданы под давлением внедряющейся магмы во времена траппового магматизма. Достигая таким образом пород-коллекторов, галит кристаллизовался в поровом пространстве особенно с высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

Процесс растворения и выпадения солей из пересыщенных рассолов оказывает существенное влияние на продуктивность скважин и разработку в целом. Обычно отложения неорганических солей локализованы в нагнетательных скважинах, межскважинном пространстве, призабойной зоне и на внутренней поверхности оборудования. Образующая твёрдая фаза приводит к уменьшению диаметра эксплуатационных колонн и насосно-компрессорных труб, снижению пористости и проницаемости пород, преждевременному износу оборудования. При этом соляная пробка в призабойной зоне добывающих скважин или сильноминерализованный край фронта заводнения не всегда выступают в роли негативного фактора. С точки зрения добычи нефти они создают дополнительное фильтрационное сопротивление, приводящее к увеличению коэффициента охвата.

Содержание же любого химического вещества в растворе ограничивается его растворимостью. Величина растворимости равна концентрации данного вещества в равновесном насыщенном растворе.

Достигая такой концентрации, дальнейшее растворение вещества будет приводить к выпадению вещества из раствора в осадок:



где A_mB_n – неорганическая соль определенного состава

Любой физический и химический процессы рассматривают с использованием двух разделов физической химии – термодинамики и кинетики. Термодинамика дает информацию только о равновесии в системе и возможности реакции, но ничего не говорит о времени протекания реакции.

$$K_{sp, A_mB_n} = a_A^m \cdot a_B^n, \quad (2)$$

где K_{sp} – константа равновесия реакции (1), $\text{моль}^2 \cdot \text{л}^{-2}$, a_A, a_B – активности ионов раствора, $\text{моль} \cdot \text{л}^{-1}$ (могут выражаться в единицах моляльности, $\text{моль} \cdot \text{кг}^{-1} H_2O$).

Раздел физической химии, изучающий закономерности протекания химических реакций во времени, а также зависимости закономерностей от внешних условий и механизмы химических превращений называется кинетикой. Основным кинетическим параметром является скорость реакции.

$$r = -\frac{1}{V(t)} \cdot \frac{dn_A}{dt}, \quad (3)$$

где n_A – число молей вещества A в системе, моль, $V(t)$ – изменение объема системы во времени, м^3 , t – время, с.

Эмпирический закон, связывающий скорость реакции и концентрацию веществ в системе называется законом действующих масс: скорость химической реакции (1) в каждый момент времени пропорциональная концентрациям реагентов, возведённым в некоторые степени (2):

$$r = k(T) \cdot [A]^a \cdot [B]^b, \quad (4)$$

где a, b – порядки реакции по соответствующим компонентам, $k(T)$ – константа скорости реакции.

Таким образом, создав связку данных по количеству выпадаемых осадков при смешении вод различного состава и скоростью их осаждения в

виде кинетического закона можно успешно создать фильтрационную модель, учитывающую процессы минералообразования в поровом пространстве.

Во второй главе описывается предлагаемая методика решения проблемы учёта вторичного минералообразования при разработке месторождений.

Изучение проблемы солеотложения в нефтегазовой отрасли обычно проводится при лабораторных испытаниях на керновых образцах. Однако, проведение экспериментов на керновом материале является дорогим и времязатратным мероприятием и не позволяет выявить солеотложение в других частях производственного цикла добычи. За последние пять лет всё больше стали разрабатываться численные композиционные модели. В основу них положено преобразование уравнений исходной модели фильтрации с целью учёта процессов рассолонения и засолонения порового пространства. Однако, такие модели в основном учитывают наиболее распространенный галит. В условиях изучаемого месторождения разработку осложняют несколько типов отлагаемого осадка солей: галит, кальцит, гипс и их производные. Как следствие, в таком случае для изучения солеотложения требуется более углубленный анализ химических и физических процессов.

Предлагаемая методика основана на результатах геохимического и геолого-гидродинамического моделирования, что позволяет всецело воспроизводить процессы растворения и выпадения солей в поровом пространстве при разработке нефтегазовых залежей (таблица 1).

Таблица 1. Методика по изучению процессов вторичного минералообразования в поровом пространстве

№	Этап	Описание
1	Лабораторные исследования состава горных пород, вод и образуемых осадков при их взаимодействии	Отбор проб/образцов и тесты по определению составов пластовых флюидов, вод системы ППД, керна, осадков солей после смешения и т.д.
2	Моделирование химических реакций с использованием геохимического симулятора	Обработка данных состава реальных образцов с помощью моделирования для определения равновесных составов химических систем при смешении всех типов вод между собой, при контакте вод с породой, сравнительный многофакторный анализ основных причин солеобразования
3	Построение цифровых моделей керна	Стандартный анализ представительных образцов керна, включая рентгеновскую компьютерную томографию (РКТ) полноразмерных образцов, растровую электронную микроскопию (РЭМ) по нескольким точкам и построение по этим данным цифровых моделей керна (ЦМК)
4	Построение цифровых аналогов флюидов	Лабораторные измерения по определению состава, плотности и вязкости пластовой нефти, пластовой воды, закачиваемой воды при пластовой температуре, определение поверхностного натяжения на межфазных границах и контактных углов в системах флюид-порода, смачиваемости и построение цифровых моделей флюидов
5	Расчёт влияния вторичного минералообразования на ФЕС методом цифрового керна	Получение воспроизводимости ЦМК свойств реальных образцов, расчёт фильтрационных данных: фазовые проницаемости, пороги подвижности, коэффициент вытеснения в зависимости от степени вторичного минералообразования
6	Исследование на синтетических и секторной гидродинамических моделях	Численные оценки влияния вторичного минералообразования на разработку месторождения

В третьей главе работы приводится литолого-стратиграфическая характеристика вендских отложений ярактинского горизонта, его тектонической приуроченности, нефтегазоносности и концептуальной геологической модели образования.

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение (ЯНГКМ) расположено в северной части Усть-Кутского и южной части Катангского районов Иркутской области в 230 км севернее г. Усть-Кут. По тектонической характеристике месторождение находится в южной части Непско-Ботуобинской антеклизы Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции с моноклинальным погружением в юго-западном направлении с градиентом 5,5 м/км. Геологическое строение изучалось по материалам глубокого бурения с опорой на промысловые геофизические исследования и геолого-съёмочные работы. Нефтегазоконденсатные залежи выявлены в песчаных пластах ярактинского горизонта непской свиты, залегающих на породах фундамента. Основными слагающими литотипами являются конгломераты, гравелиты, песчаники, алевролиты и аргиллиты. В процентном соотношении в разрезе песчаники занимают 60%, алевролиты – 32%, доля гравелитов – 4%, аргиллитов – 2% и терригенно-сульфатно-карбонатных пород – 2%. Коллекторами нефти и газа являются песчаники и гравелиты с поровым типом коллектора.

В четвертой главе приводятся данные о методиках проведения геофизических исследований скважин (ГИС) на изучаемом месторождении и алгоритмах интерпретации данных ГИС засоленных коллекторов.

Технические средства проведения ГИС опираются на особенности свойств пород-коллекторов и требуемого набора методов для решения поставленных задач. Для этого разрабатываются стандартный и расширенный комплексы ГИС. В условиях промысла Ярактинского месторождения стандартный комплекс ГИС выполняется во всех эксплуатационных скважинах, в то время как расширенный комплекс затрагивает разведочные, поисковые и особо важные эксплуатационные скважины (таблица 2).

Таблица 2. Технические средства проведения ГИС на Ярактинском месторождении

Метод	Решаемые задачи	Комплекс ГИС
Гамма-каротаж (ГК/СГК)	Определение литологии, глинистости	Стандартный
Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т)	Оценка общей пористости	
Гамма-гамма плотностной/литоплотностной метод (ГГК-п/ГГК-лп)	Оценка общей пористости	
Акустический каротаж (АК)	Оценка открытой пористости	
Боковой каротаж (БК)	Оценка характера насыщения, КнГ	
Ядерно-магнитный каротаж* (ЯМК)	Оценка общей/эффективной пористости	Расширенный
Кросс-дипольный акустический каротаж каротаж* (АКШ)	Привязка сеймики, геомеханика для ГРП	

Для алгоритмов интерпретации свойств терригенных коллекторов важно иметь петрофизическое обоснования на основе керновых данных. На рассматриваемом месторождении определяющими факторами на ФЕС являются: полиминеральный состав пород, неравномерное распределение галита в поровом пространстве, глинизация, карбонатизация и ангидритизация пород. С учетом перечисленных особенностей для построения объемной минералогической модели и расчёта коэффициента пористости наиболее целесообразно использовать систему линейных уравнений, минимальными входными параметрами которой являются водородосодержание пород (W), объемная плотность (σ) и интервальное время пробега продольной волны (Δt). Для определения минералогического состава изучаемых пород использовались данные рентгенофазового анализа, определения общей карбонатности пород, а также описание шлифов выполненных на керне скважин. Для расчета коэффициента пористости используется модуль Quanty Elan программного комплекса Techlog компании Шлюмберже, который одновременно решает

системы линейных и нелинейных петрофизических уравнений, связывающих показания соответствующих геофизических методов с объемным содержанием компонент модели (минералов, флюидов) и их петрофизическими свойствами (параметрами). Таким образом комплексирование методов ГИС значительно улучшает качество интерпретации данных (рисунок 1).

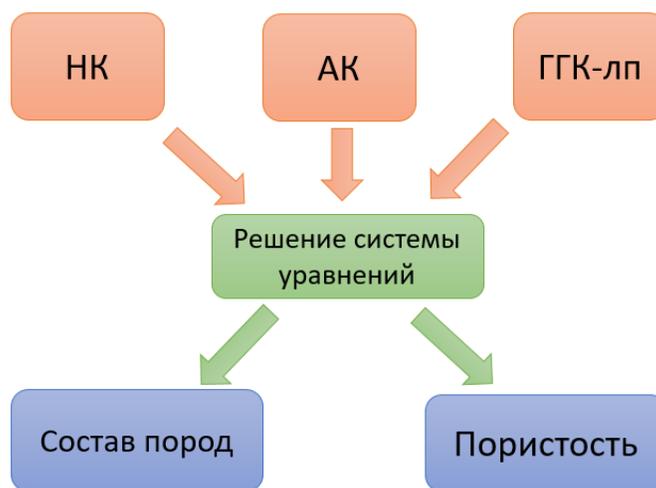


Рисунок 1. Схема построения объемной минералогической модели

В пятой главе описаны 2 первых этапа по изучению процессов вторичного минералообразования в продуктивном горизонте.

Согласно общему плану исследования, на Этапе 1 требовалось выполнение сбора исходных данных и составление заключения об их достаточности и необходимости дополнительной информации для дальнейших работ.

В результате работ на Этапе 1 сделаны выводы.

1. Имеющиеся образцы керна горных пород ярактинского горизонта являются представительными и достаточными. На основе данных лабораторных исследований свойств предложена классификация горных пород по параметру FZI (долевой вклад каждого класса ($HFU1$ – 34.5% (худший), $HFU2$ – 27.0%, $HFU3$ – 19.8% и $HFU4$ – 18.7% (лучший))) (рисунок 2).

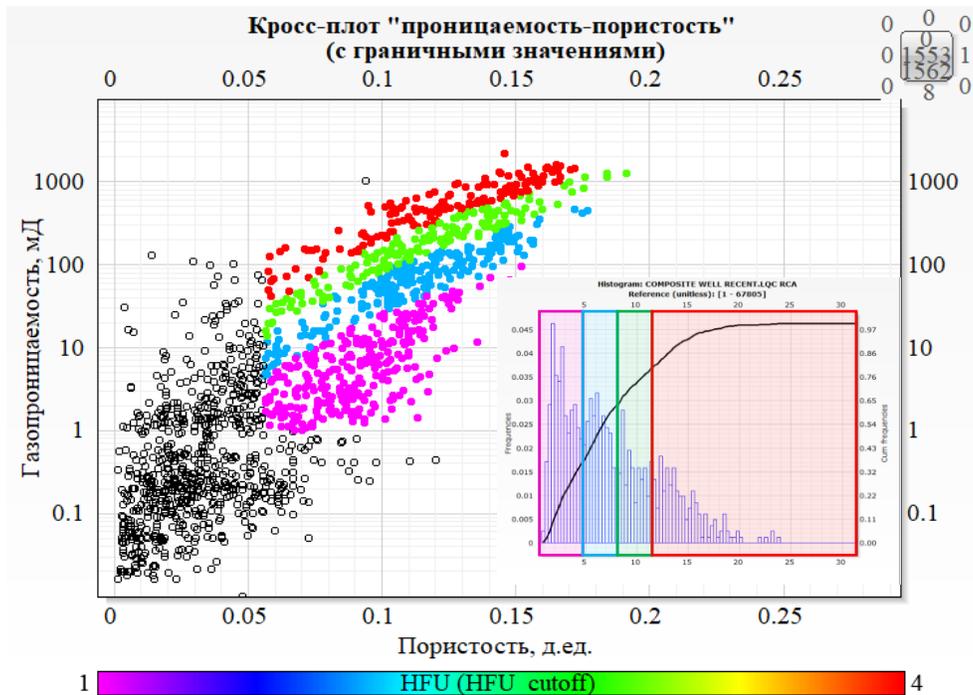


Рисунок 2. Результаты анализа классификации по параметру FZI , а также гистограмма его распределения, рассчитанного для нефтенасыщенных пород-коллекторов ярактинского горизонта с учётом выборки коллекторов

2. Обзор результатов определения составов трёх основных вод ППД и пластовой воды показал их неполноту по шестикомпонентным анализам и наличия отклонений по признакам электроотрицательности и количественных характеристик. Принято решение об отборе кондиционных проб, соответствующих трём основным потокам ППД (подтоварная вода, вода Литвинцевской свиты и их смесь), воде с водозаборной скважины (вода Литвинцевской свиты до попадания в систему ППД) и пластовой воде, незатронутой действием ППД. Также была отобрана проба нефти необводненной скважины (таблица 2).

3. Проведенный анализ свидетельствует скорее о положительном влиянии вторичного минералообразования на разработку Ярактинского месторождения, так как выпадение солей препятствует раннему поступлению воды на забой скважин. Вторичное минералообразование коррелирует с общей интенсивностью пластовых процессов, и главной геологической

особенностью является проницаемость. Соответственно, эффект от выпадения солей ожидается в первую очередь в высокопроницаемом пласте и высокодебитных скважинах.

Таблица 2. Список отобранных проб флюидов

№ пробы	Природа образца	Принадлежность
XX1	Литвинцевская свита	Вода ППД
XX2	Смесь вод подтоварной и Литвинцевской свиты	Вода ППД
XX3	Подтоварная вода	Вода ППД
XX4	Пластовая вода	Пластовая вода
XX5	Литвинцевская свита	Пластовая вода
XX6	Нефть с низкой обводненностью	Пластовый флюид

Работы на Этапе 2 заключались в выполнении лабораторных тестов, расчетов с использованием программного пакета OLI Studio компании Шлюмберже, изучении литературы и промысловых данных о процессах кристаллообразования соединений с целью выполнения анализа основных причин солеобразования и определения значений параметров для построения моделей химических реакций, позволяющих в дальнейшем провести моделирование вторичного минералообразования с использованием метода ЦМК. Для этого было необходимо получение надежных данных по минеральному составу пород и вод.

Проведенный анализ показал, что выбор воды ППД является определяющим фактором с точки зрения солеобразования. Из результатов можно сделать нижеследующие выводы.

1. Результаты минералогического анализа показали наличие следующих минералов в составе образцов миникернов: кварц (SiO_2), галит (NaCl), доломит ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), полевой шпат (KAlSi_3O_8), пирит (FeS_2), хлорит,

апатит, каолинит ($\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$), хлорид калия (KCl), рутил (TiO_2) и мусковит ($\text{KAl}_3\text{Si}_3\text{O}_{10}(\text{OH})_2$).

2. Добываемые воды с продукцией добывающих скважин характеризуются как термодинамически неустойчивые из-за пересыщенности растворенным солями (таблица 3).

Таблица 3. Количество осадка, оставшегося при фильтрации исходных образцов воды после интенсивного перемешивания при температуре 24°C

Образец	XX1	XX2	XX3	XX4	XX5
BaSO_4 , г	0,16	0,0	0,22	0,0	0,15
CaF_2 , г	0,05	0,05	0,06	0,08	0,05
$\text{Fe}(\text{OH})_3$, г	0,0	0,05	0,17	0,51	0,0
SrSO_4 , г	0,35	0,76	0,16	0,70	0,0
$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, г	5,39	0,0	0,0	0,0	0,0
CaCO_3 , г	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего, г	5,99	0,87	0,61	1,30	0,21

3. Воды Литвинцевской свиты (образцы XX1, XX5) и пластовой воды (образец XX4) являются плохо совместимыми как в лабораторных условиях (24°C, 1 атм), так и в пластовых условиях (37°C, 250 атм).

4. Подтоварная вода (образец XX3) и смесь подтоварной воды с водой Литвинцевской свиты (образец XX2) имеют гораздо лучшую совместимость с пластовой водой (образец XX4).

5. В силу вышеописанных причин при закачке воды ППД образца XX1 в пласт, ожидается выпадение существенного количества осадка (более 5 г/л) уже в призабойной зоне до момента смешения с пластовой водой.

6. Для остальных вод ППД, помимо образца XX1, изменение термобарических условий (с поверхностных на пластовые) приводит к выпадению осадка не превышающего 1 г/л.

7. Изменение термобарических условий приводит к выпадению заметного количества осадка только для случая пластовой воды, приведенной к термодинамическому равновесию с окружающей породой.

8. Для чистых вод ППД, а также их смесей с пластовой водой, после прихода к термодинамическому равновесию в условиях пласта, дальнейшие изменения термобарических условий играют вторичную роль в процессе солеобразования, по сравнению с процессом первичного взаимодействия пластовой воды и вод ППД (рисунок 3).

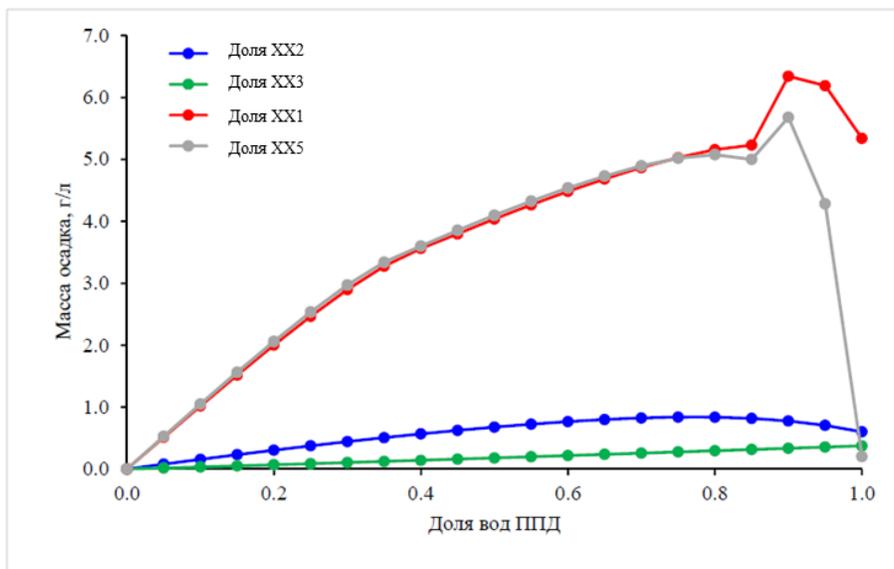


Рисунок 3. Общее количество осадка, выпадающего при смешении вод ППД с пластовой водой, приведенной к термодинамическому равновесию при 37°C и 250 атм в присутствии породы (насыщение по NaCl, KCl – 10% от NaCl)

В шестой главе охвачены вопросы, по количественной оценке, влияния процессов вторичного минералообразования на фильтрационно-емкостные свойства коллектора. Всего здесь описывается 4 этапа.

На Этапе 3 определялись параметры образцов породы, строились цифровые модели ядра для моделирования гидродинамических процессов на поровом уровне с использованием симулятора DHD компании Шлюмберге при учёте влияния вторичного минералообразования на ФЕС пород продуктивного горизонта. Калибровка цифровых моделей ядра на реальные

образцы показали хорошее воспроизведение пористости и проницаемости посредством моделирования однофазного течения воды. Были выбраны модели для использования при моделировании двухфазного течения в породе и построения зависимости фильтрационно-емкостных свойств породы продуктивного горизонта от степени вторичного минералообразования (рисунок 4)

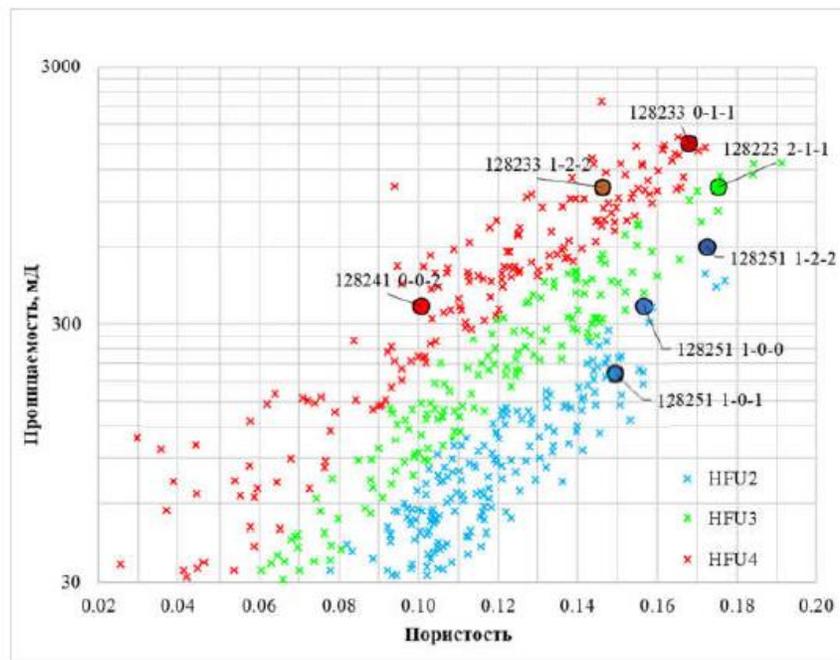


Рисунок 4. Расположение моделей-кандидатов (●) относительно остальных результатов моделирования на ЦМК (•) и экспериментальных результатов для 8 мм зерна (■)

На Этапе 4 были получены основные параметры образцов пластовых флюидов и вод закачки, построены цифровые модели флюидов необходимых для моделирования гидродинамических процессов на поровом уровне с использованием симулятора DHD. Кроме того, в план работ было включено построение модели химических реакций (совместимой с симулятором ECLIPSE), которая бы адекватно воспроизводила процессы вторичного минералообразования в породе как при смешении различных вод, так и при изменении термобарических условий.

Итого в рамках Этапа 4 сделано следующее.

1. Измерены объемные и поверхностные свойства флюидов, включая данные по смачиваемости при лабораторных (20°C) и пластовых условиях (36°C) соответственно.
2. Разработан насыщенный синтетический раствор пластовой воды ввиду наличия в исходной пробе пластовой воды нефтяных фракций, обнаруженных во время исследования свойств поверхностного натяжения (рисунок 5).

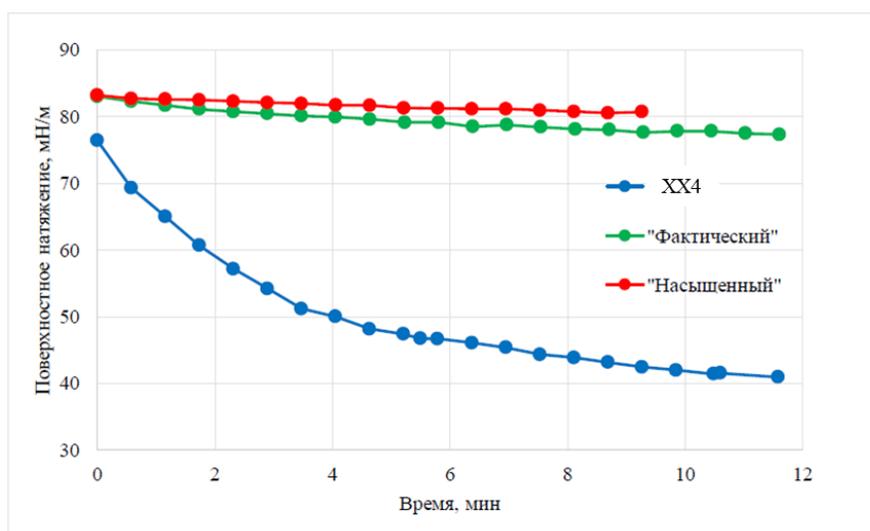


Рисунок 5. Поверхностное натяжение жидкость-воздух как функция времени для пластовой воды образца XX4, и двух синтетических растворов

3. Построены цифровые модели флюидов (нефти и рассолов) и описан порядок моделирования солеобразования и ОФП в засоленных коллекторах.
4. Предложена эффективная модель псевдокомпонентов для описания состава системы и изменений свойств при смешении вод в различных термобарических условиях, совместимая как с DHD, так и с ECLIPSE (для случая солей SrSO_4 , CaSO_4 , $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ этими компонентами являются ионы Sr^{+2} , Ca^{+2} , SO_4^{-2}).

5. На базе модели псевдокомпонентов разработана модель кинетических химических реакций, совместимая с ECLIPSE, удовлетворяющая законам химической термодинамики и адекватно отражающая результаты по вторичному минералообразованию в породе (пример (5) для случая солей SrSO_4 , CaSO_4 , $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$).

$$\begin{aligned} \ln(K_{\text{SrSO}_4}) &= a_1 \cdot \ln(m_{\text{Sr}}) + b_1 \cdot \ln(m_{\text{S}}) + c_1 \cdot \ln(m_{\text{Ca}}) \\ \ln(K_{\text{CaSO}_4}) &= a_1 \cdot \ln(m_{\text{Ca}}) + b_1 \cdot \ln(m_{\text{S}}) + c_1 \cdot \ln(m_{\text{Sr}}) \end{aligned} \quad (5)$$

m_{Ca} , m_{Sr} , m_{S} – молярности по суммарным содержаниям соответственно кальция, стронция и серы во всех растворенных компонентах.

В рамках Этапа 5 проведено детальное изучение влияния вторичного минералообразования на ФЕС коллектора. Для этого были выполнены эксперименты по измерению относительных фазовых проницаемостей с целью валидации моделей цифрового ядра. выполнено моделирование процесса засоления порового пространства с целью получения кривых ОФП при различных значениях засоления и сформированы данные для построения композиционной гидродинамической модели участка с двумя скважинами.

В результате сделаны выводы.

1. На основе ряда лабораторных измерений произведена калибровка параметров смачиваемости цифровых моделей ядра, полученных в ходе работ по предыдущим этапам.

2. С использованием метода цифрового ядра, для набора из семи образцов, репрезентативно представляющих все многообразие пород коллектора, проведено моделирование процесса засоления порового пространства и получены кривые ОФП при различных значениях засоления, отражающих процесс потери проницаемости коллектором (рисунки 6-7).

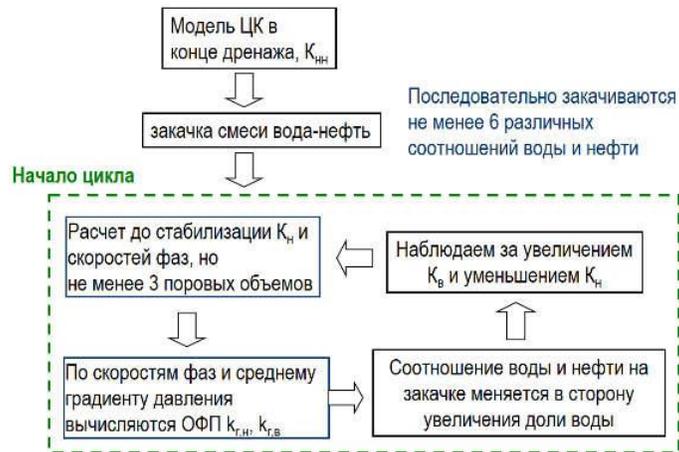
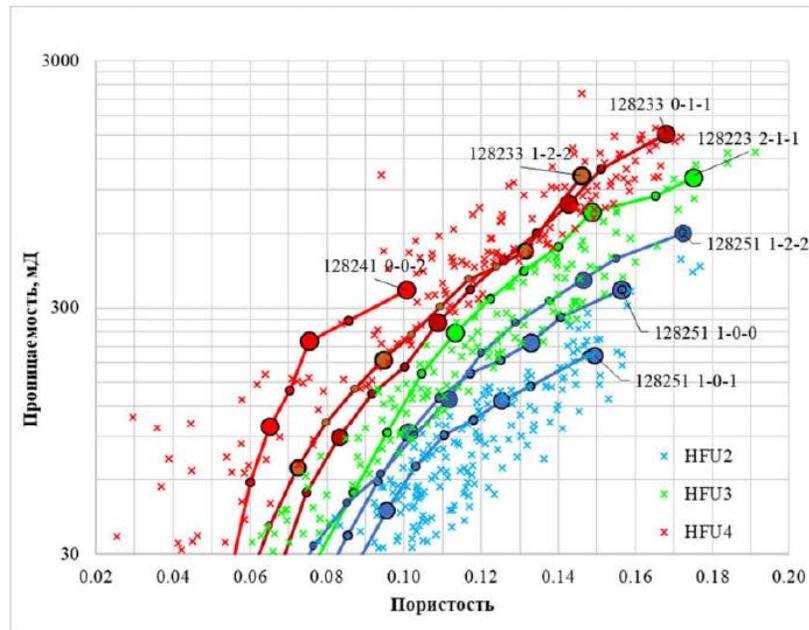


Рисунок 6. Схема цикла расчета стационарных ОФП

Рисунок 7. Падение пористости и абсолютной проницаемости вследствие засоления по результатам однофазного моделирования на ЦМК совместно с исходными данными по образцам предыдущих исследований с классификацией *HFU2-HFU4*

3. По результатам расчётов, определены пороги подвижности и коэффициент вытеснения в зависимости от степени вторичного минералообразования.

На Этапе 6 были выполнено построение композиционной гидродинамической модели для моделирования процесса солеотложения

между добывающей и нагнетательной скважинами. Влияние моделируемых эффектов на разработку месторождения описано ниже.

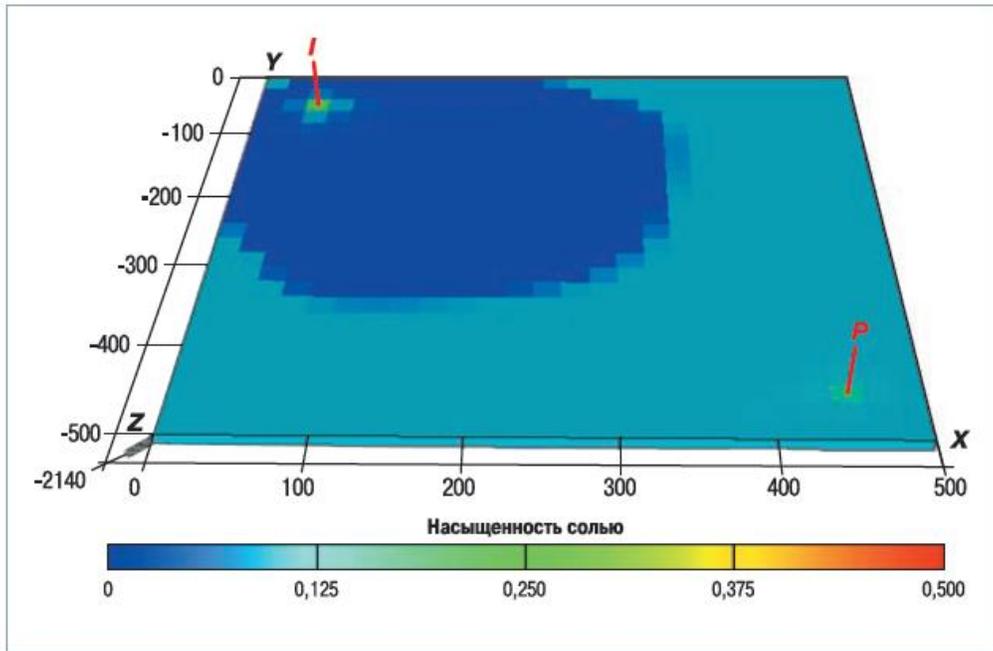


Рисунок 8. Моделирование на однородной секторной модели

1. На выработку запасов нефти большее влияние оказывает процесс рассолонения, а не выпадения солей.

2. При нагнетании воды в скважину ППД несовместимой с пластовой водой сперва происходит выпадения осадка уже в первых метрах призабойной зоны, что ухудшает пьезопроводность пласта, затем этот процесс смещается всё дальше вглубь пласта, а первые осадки растворяются под действием новых порций закачиваемой воды.

3. После прорыва воды в добывающую скважину происходит постепенное накопление твердого осадка галита в призабойной зоне скважины из-за перепада давления. Скорость реакции должна быть достаточно высокой, чтобы к забою добывающей скважины доходил достаточно насыщенный раствор NaCl и образовывался осадок. Выпадение галита приводит к снижению продуктивности, но при прокачке 2-3 поровых объемов воды Литвинцевской свиты происходит растворение галита и в призабойной зоне.

При закачке подтоварной воды процесс растворения галита в межскважинном пространстве происходит кратно медленнее, что подтверждается фактическими данными.

Основные выводы и рекомендации

1. Впервые предложен интегральный подход к решению проблемы моделирования растворения и выпадения солей различного состава в продуктивном горизонте ЯНГКМ, который включает в себя: эксперименты по определению состава горных пород и типа отлагаемых солей, определению ключевых химических компонентов соединений солей в породах и водах, построение цифровых моделей химических реакций, описывающих растворение и выпадение солей на основе численных расчётов, выполнение цифровизации представительных образцов керна горных пород, моделирование процесса засоления с расчётом ФЕС пород, построение композиционной гидродинамической модели с опцией химических реакции, описывающих образование осадков солей.

2. Описаны процессы рассолонения и засоления в динамике с подтверждением основных факторов, влияющих на процесс – несовместимость вод и изменение термобарических условий.

3. С помощью адаптированной композиционной гидродинамической модели по ряду скважин, осложненных солеотложением возможно:

- а) прогнозирование времени и объема образования соляных пробок;
- б) оптимизация дизайна обработки ПЗП с точки зрения объема, времени и концентрации реагента на радиальной модели;
- в) при соответствующей доработке модели возможно прогнозирование применения новых реагентов (на каждый новый реагент требуется настройка химических реакции).

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

В изданиях, рекомендованных ВАК РФ

1. Ермаков Р.И., Коровин М.О., Меркулов В.П., Чернова О.С. Построение анизотропной гидродинамической модели и исследование влияния анизотропии проницаемости на примере моделирования блока месторождения / Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2019. – Т. 330. - № 11.

2. Ермаков Р.И. Коровин М. О., Меркулов В.П., Чернова О.С. Влияние анизотропии проницаемости на гидродинамическое моделирование блока нефтяного месторождения / Известия ТулГУ. Науки о Земле – 2020. - № 4. – С. 168-179.

3. Ермаков Р.И., Коровин М. О., Меркулов В.П., Чернова О.С. Исследование влияния анизотропии проницаемости на разработку модельного блока терригенного нефтенасыщенного коллектора в ходе гидродинамических расчётов / Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2019. – Т. 330. - № 11.

4. Ермаков Р.И., Меркулов В.П., Чернова О.С., Коровин М.О. Детализация трассерных исследований особенностей перетока флюидов в анизотропном песчаном коллекторе // Известия Тульского государственного университета. Науки о земле = Proceedings of the Tula states university sciences of earth. - 2019 - №. 4. - С. 229-239.

5. Ермаков Р.И., Меркулов В.П., Чернова О.С., Коровин М.О. Особенности учета анизотропии проницаемости в гидродинамической модели // Записки Горного института. - 2020 - Т. 243. - С. 299-304.

6. Ермаков Р.И., Меркулов В.П., Чернова О.С., Коровин М.О. Детализация микроскопических исследований литологических особенностей в анизотропном песчаном коллекторе // Известия Тульского государственного университета. Науки о земле = Proceedings of the Tula states university sciences of earth. - 2020 - №. 3. - С. 150-161.