

На правах рукописи

Трухин Иван Сергеевич

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСАДКООБРАЗОВАНИЯ В УЗЛАХ
НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ МОРСКИХ
НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПЛАТФОРМ
(НА ПРИМЕРЕ ПРОЕКТА «САХАЛИН-2»)**

02.00.04 – физическая химия

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата химических наук

Владивосток – 2020

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институте химии Дальневосточного отделения Российской академии наук (ИХ ДВО РАН)

- Научный руководитель:** кандидат химических наук
Суховерхов Святослав Валерьевич
заведующий лабораторией молекулярного и элементного анализа, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии Дальневосточного отделения Российской академии наук (ИХ ДВО РАН)
- Официальные оппоненты:**
- Тищенко Павел Яковлевич**
доктор химических наук, заведующий лабораторией гидрохимии, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева Дальневосточного отделения Российской академии наук (ТОИ ДВО РАН)
- Брагин Иван Валерьевич**
кандидат геолого-минералогических наук, руководитель лаборатории геохимии гипергенных процессов, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Дальневосточный геологический институт Дальневосточного отделения Российской академии наук (ДВГИ ДВО РАН)
- Ведущая организация:** Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (г. Томск)

Защита диссертации состоится «28» декабря 2020 года в 10-00 часов на заседании диссертационного совета Д 005.020.01 при Институте химии Дальневосточного отделения Российской академии наук по адресу: 690022, г. Владивосток, просп. 100-летия Владивостока, 159, ИХ ДВО РАН.

С диссертацией можно ознакомиться в центральной научной библиотеке ДВО РАН и на сайте ИХ ДВО РАН <http://www.ich.dvo.ru/>

Автореферат разослан «___» _____ 2020 года.

Автореферат размещен на сайте ВАК РФ «26» октября 2020 года.

Ученый секретарь диссертационного совета
кандидат химических наук

Бровкина О.В.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Одна из наиболее распространенных проблем при разработке и эксплуатации залежей нефти – отложение солей в трубопроводах, насосах и другом нефтепромысловом оборудовании. Источником неорганических отложений, в основном, являются компоненты, входящие в состав вод, добываемых вместе с нефтью. Существуют два ключевых фактора, способствующих процессу солеосаждения в нефтепромысловых системах – изменение физико-химических параметров системы и смешивание вод.

Изменение физико-химических параметров системы происходит на всех этапах добычи, подготовки и транспортировки нефти. Продукция нефтяных скважин проходит многоступенчатый процесс извлечения и очистки, в ходе которого происходит выделение газов, испарение и конденсация воды, изменение термобарических условий, что способствует образованию малорастворимых неорганических солей в трубопроводах и другом нефтепромысловом оборудовании.

В настоящее время многие нефтяные месторождения переходят на поздние стадии добычи, и для извлечения нефти, как правило, применяется метод заводнения пласта. Сущность метода заключается в поддержании пластового давления (ППД) путем закачивания в пласт воды. Закачиваемая вода представляет собой смесь отделенной от нефти попутно добываемой воды и воды, находящейся в ближайшей доступности от месторождения. На морских нефтедобывающих платформах наиболее целесообразным является использование морской воды. Смешиваемые воды могут быть химически несовместимы из-за содержащихся в их составе солеобразующих ионов, таких как: Ca^{2+} , Ba^{2+} , SO_4^{2-} , HCO_3^- .

Попутно добываемые воды каждого нефтяного месторождения имеют индивидуальный состав, который способен изменяться в ходе разработки месторождения. Определение химического состава вод и осадков из нефтепромыслового оборудования является важной задачей, поскольку результат анализа, его точность и правильность позволяют судить о процессах, происходящих в системах подготовки нефти и воды. Знание состава воды и осадков позволяет осуществлять прогнозирование осадкообразования, выбор оптимальных условий добычи, своевременное введение ингибиторов солеотложений.

В настоящее время на нефтедобывающих предприятиях для прогноза осадкообразования в оборудовании используют программные комплексы, позволяющие наиболее полно произвести моделирование процессов, происходящих в нефтяных системах, варьируя термобарические условия в широких диапазонах, а также дающие возможность моделирования закачивания вод в систему ППД в любых соотношениях смешивания. Однако, несмотря на широкий круг принимаемых в расчет параметров, не всегда удается получить хорошую сходимость расчетных и экспериментальных

данных по составу осадков из реальных систем. На практике пластовые и закачиваемые воды участвуют в сложных гидрохимических процессах обмена с пластом-коллектором и пластовыми жидкостями и газами, при которых возможно промежуточное осадкообразование при движении потока к стволу добывающей скважины. Таким образом, использование известных методов прогнозирования осадкообразования не охватывает весь комплекс физико-химических процессов, происходящих в нефтепромысловом оборудовании. Для получения полноценной информации о текущем состоянии оборудования и оценки эффективности прогнозирования становится необходимым исследование состава осадков из ключевых узлов нефтепромысловых систем.

Степень разработанности темы исследования

Анализ отечественной и мировой литературы показал, что исследованию процессов солеотложения в нефтепромысловом оборудовании посвящено большое количество работ. Проведены исследования состава пластовых вод и отложений солей на многих нефтяных месторождениях. Существуют различные методики по прогнозированию процесса солеотложения в нефтепромысловых системах, многие из них находят применение в современных программных комплексах, позволяющих учитывать различные физико-химические параметры процесса добычи. Тем не менее, в настоящее время многие месторождения находятся на поздних стадиях разработки, и процесс добычи становится все более технологически сложным. Современные методы прогнозирования и контроля солеотложения не способны охватить широкий спектр процессов, возникающих в нефтепромысловых системах, и отложение солей до сих пор является одной из важнейших проблем нефтяного промысла. Таким образом, современная нефтедобывающая промышленность нуждается в разработке новых методических принципов для контроля процессов солеотложения в нефтепромысловых системах.

Целью диссертационной работы является усовершенствование методологических принципов оценки и прогнозирования физико-химических процессов солеосаждения в системах добычи и подготовки нефти на основе комплексного изучения состава попутно добываемых вод и отложений из узлов нефтепромыслового оборудования на примере морских нефтедобывающих платформ проекта «Сахалин-2».

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- определить физико-химические параметры пластовых, морских и технологических вод на нефтедобывающих платформах ПА-А и ПА-Б проекта «Сахалин-2»;
- определить химический состав отложений из узлов нефтепромыслового оборудования нефтедобывающих платформ проекта «Сахалин-2»;

- на основе информации о физико-химических параметрах вод провести математическое моделирование процессов солеотложения в оборудовании для подготовки нефти и в системах ППД при смешивании вод;
- сравнить результаты моделирования процессов осадкообразования с составом реальных отложений солей из узлов нефтепромыслового оборудования морских нефтедобывающих платформ проекта «Сахалин-2»;
- проверить возможность обнаружения поступления закачиваемой воды в продукцию добывающих скважин на основе данных по физико-химическому составу пластовых, морских и технологических вод нефтедобывающих платформ.

Научная новизна диссертационной работы:

- впервые проведено комплексное исследование физико-химических параметров пластовых, морских, технологических вод и химического состава отложений из узлов нефтепромыслового оборудования морских нефтедобывающих платформ шельфового проекта «Сахалин-2» и дана оценка надежности прогноза процессов солеотложения в нефтепромысловых системах по результатам математического моделирования;
- впервые экспериментально доказана возможность образования смешанного карбоната кальция и магния (магнезиального кальцита) в нефтепромысловом оборудовании морских нефтедобывающих платформ;
- разработан новый методический подход для обнаружения поступления и расчета количества закачиваемых вод в продукции добывающих скважин.

Практическая значимость работы:

Применение комплексного подхода к определению химического состава воды и осадков дает возможность получить важную информацию о процессах осадкообразования в нефтепромысловом оборудовании, позволяет создавать химические модели для изучения механизмов образования и удаления отложений солей. Полученные результаты были использованы для разработки и корректировки ряда мероприятий по защите нефтепромыслового оборудования платформ Пильтун-Астохского месторождения от отложений солей. На основании результатов анализа образцов воды и отложений был проведен расчет тенденции к отложению солей и скорректирована дозировка ингибитора солеотложения для системы добычи и подготовки нефти, а также подтверждена необходимость проведения мероприятий по защите от солеотложения оборудования системы поддержания пластового давления, где происходит смешивание различных типов вод, что приводит к увеличению концентрации сульфата бария в отложениях.

Методология и методы исследования

В диссертационной работе использовались современные методы исследования состава и строения вещества. Для исследования физико-

химических параметров образцов попутно добываемой и закачиваемой воды использовались следующие методы: капиллярный зональный электрофорез, высокоэффективная жидкостная хроматография, газовая хроматография, атомно-абсорбционная спектроскопия. Состав нефтепромысловых отложений определяли методами рентгеноспектрального анализа. Определение общей щелочности образцов воды выполняли при помощи метода потенциометрического титрования в атмосфере смеси углекислого газа и азота, определение общей минерализации выполняли путем высушивания образца.

Физико-химические и статистические расчеты в работе выполняли с применением современных программных комплексов. Прогнозирование процессов солеобразования в оборудовании добычи и подготовки нефти, а также системы ППД при смешивании вод – «Phreeqc Interactive» версии 3.3.7-11094. Кластерный анализ и расчет соотношения пластовых / закачиваемых вод в продукции добывающих скважин – «Statistica 12».

Положения, выносимые на защиту:

– результаты исследований по прогнозированию образования солеотложений в нефтепромысловом оборудовании и системе поддержания пластового давления морских нефтедобывающих платформ, сравнение данных термодинамических расчетов с экспериментальными данными по химическому составу осадков;

– обоснование необходимости учета образования смешанного карбоната кальция и магния (магнезиального кальцита) при прогнозировании процесса солеотложения в нефтепромысловом оборудовании;

– способ обнаружения поступления и расчета количества закачиваемой воды в продукцию добывающих скважин на основе данных по физико-химическому составу пластовых, морских и технологических вод методом кластерного анализа.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности.

Диссертация соответствует паспорту специальности 02.00.04 – физическая химия в следующих пунктах: п.5. Изучение физико-химических свойств систем при воздействии внешних полей, а также в экстремальных условиях высоких температур и давлений; п.6. Неравновесные процессы, потоки массы, энергии и энтропии пространственных и временных структур в неравновесных системах; п.11. Физико-химические основы процессов химической технологии.

Достоверность и обоснованность результатов подтверждается их воспроизводимостью, применением рекомендованных аналитических методов и поверенного измерительного оборудования.

Апробация работы. Результаты исследований и основные положения диссертационной работы были представлены на следующих научных конференциях: X Международной научно-технической конференции «Наука, образование, производство в решении экологических проблем» (Уфа, 2013); IX Всероссийской конференции по анализу объектов окружающей среды «Экоаналитика–2014» (Светлогорск, 2014); VII Международном промышленно-экономическом Форуме «Стратегия объединения: Решение актуальных задач нефтегазового и нефтехимического комплексов на современном этапе» (Москва, 2014); IV Международной конференции «Нефть и Газ – АТР 2015. Ресурсы, транспорт, сотрудничество» (Владивосток, 2015); Всероссийской конференции «Теория и практика хроматографии» с международным участием, посвященной памяти проф. М.С. Вигдергауза (Самара, 2015); XX Менделеевском съезде по общей и прикладной химии (Екатеринбург, 2016); VII Всероссийской научно-практической конференции «Добыча, подготовка, транспортировка нефти и газа» (Томск, 2016); Международной научной конференции «Современные технологии и развитие политехнического образования» (Владивосток, 2016); XV Международной научно-практической конференции «Иониты–2017» (Воронеж, 2017); VII Международном симпозиуме «Химия и химическое образование» (Владивосток, 2017); Международной конференции «Химия нефти и газа» (Томск, 2018).

Личный вклад автора. Соискателем выполнен анализ литературных данных по теме исследования, определены основные физические показатели и анионный состав воды. Лично автором проведено математическое моделирование осадкообразования в нефтепромысловом оборудовании, выполнено сравнение полученных экспериментальных и расчетных данных для состава осадков. Проведены расчеты, связанные с обнаружением поступления закачиваемых вод в продукции добывающих скважин. Часть экспериментальных исследований проведена при участии сотрудников ИХ ДВО РАН.

Публикации. Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 17 печатных изданиях, включая 7 статей, 10 материалов и тезисов конференций. Из них в изданиях, включенных в «Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, выпускаемых в Российской Федерации, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертации на соискание ученой степени кандидата наук» – 6 статей.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 3 глав, заключения и списка использованной литературы. Общий объем работы 176 страниц, включая 45 рисунков, 16 таблиц, 227 литературных ссылок.

ОБЩЕЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы исследования, указана степень ее разработанности. Сформулированы цель и задачи, отражены научная новизна и практическая значимость работы, изложены основные положения, выносимые на защиту.

В первой главе проведен анализ отечественной и зарубежной литературы по теме исследования. Показано, что пластовые и закачиваемые воды нефтяных месторождений являются основным источником солеобразующих компонентов в оборудовании добычи и очистки нефти. Общая минерализация пластовых вод нефтяных месторождений варьирует в широком диапазоне от единиц до сотен г/л, основными компонентами являются хлориды, сульфаты и карбонаты щелочных и щелочноземельных металлов. Основными причинами отложения солей в нефтепромысловом оборудовании являются изменение физико-химических параметров в процессе добычи и смешивание химически-несовместимых вод. Наиболее часто в составе неорганической части нефтепромысловых отложений встречаются карбонат кальция, сульфаты кальция, бария и стронция, а также алюмосиликаты различного состава и соли железа и других металлов, образующихся вследствие механического истирания и коррозии оборудования. Можно выделить два направления прогнозирования солеотложения - для нефтепромысловых систем в процессе добычи и очистки нефти и для системы поддержания пластового давления при смешивании попутно добываемых и закачиваемых вод. В результате представленного обзора литературы было показано, что солеотложение в нефтепромысловом оборудовании является сложной разнонаправленной проблемой, требующей комплексного подхода, включающего как прогнозирование солеобразования на основе исследования нефтепромысловых вод, так и прямое исследование осадков, в том числе полученных из экспериментальных моделей.

Во второй главе приведены характеристики исследуемых объектов: географическое расположение платформ, схемы очистки продукции добывающих скважин, указаны точки отбора образцов воды и отложений. Описаны методы исследования вод и отложений солей из нефтепромысловых систем, а также методики проведения тестовых расчетов солеотложений

Продукция нефтяных скважин представляет из себя смесь нефти, газа, воды, взвешенных частиц. После извлечения из недр она проходит многоступенчатую обработку, целью которой является получение чистой товарной нефти. В ходе очистки от нефти отделяются газ и вода, газ подвергается дальнейшей обработке в системе подготовки и компримирования, а попутно добываемая пластовая вода смешивается с морской для закачки обратно в пласт с целью поддержания пластового давления. На платформе ПА-А образцы воды были отобраны из 5 скважин, двух ступеней электродегидрататора, дегазатора, деаэрататора, насоса морской воды и системы ППД. Осадки были отобраны из двух скважин, дегазатора, электродегидрататора и системы ППД (рис.1).

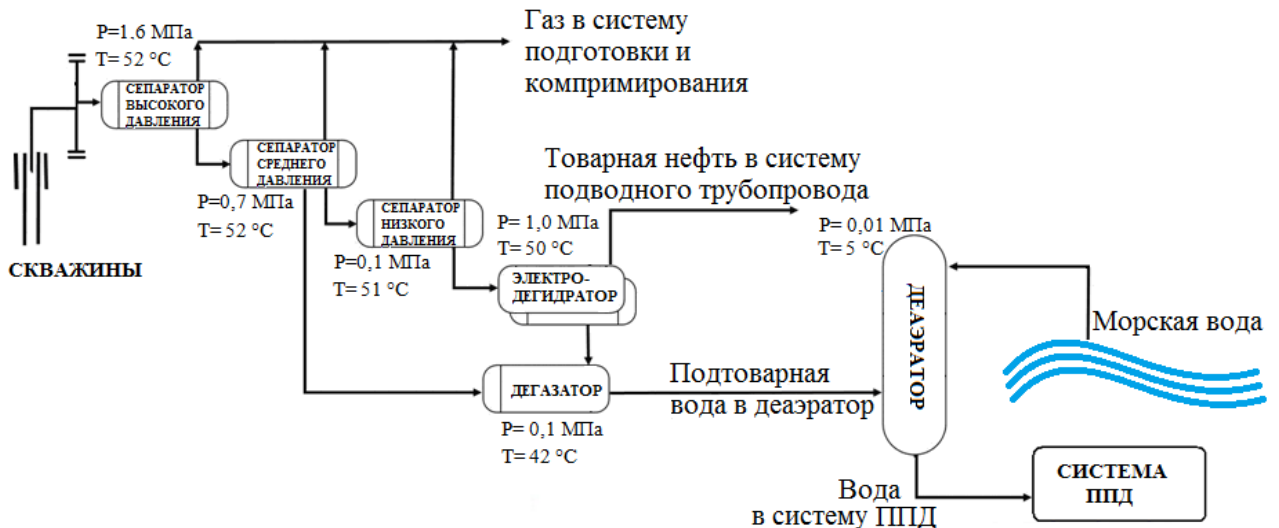


Рисунок 1 – Технологическая схема подготовки нефти на платформе ПА-А

На платформе ПА-Б отбор проб воды был произведен из пяти скважин, сепаратора первой ступени, электродегидратора и насоса морской воды. Отбор отложений был произведен из сепараторов первой и второй ступени, нагревателя нефти и электродегидратора.

Определение плотности выполнили пикнометрическим методом, удельную электропроводность и рН измеряли на мультиметре «Orion - 5 star», общую минерализацию – путем высушивания образца. Определение щелочности проводили методом потенциометрического титрования в атмосфере углекислого газа. Содержание ионов Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , K^+ , Sr^{2+} , $\text{Fe}_{\text{общ}}$ определяли методом атомно-абсорбционной спектроскопии на двухлучевом спектрометре SOLAAR М6. Определение концентрации ионов аммония проводили фотометрическим методом с реактивом Несслера. Концентрацию неорганических ионов определяли методом ионообменной ВЭЖХ на жидкостном хроматографе DIONEX ICS-5000. Содержание хлорид- и ацетат-ионов определяли также методом капиллярного зонального электрофореза на приборе Agilent CE. Концентрацию низших карбоновых кислот определяли методом газовой хроматографии на хроматографе Shimadzu GC-2010. Состав отложений исследовали методами рентгенофазового анализа (РФА) и энергодисперсионного рентгенофлуоресцентного анализа (ЭД РФА). Измерения спектров проводили на рентгенофлуоресцентном спектрометре Shimadzu EDX-800HS.

Для расчета солеосаждения в нефтепромысловых системах в работе использовались методы Скиллмена – Мак-Дональда – Стиффа, Ланжелье и Ризнера, программный комплекс «Phreeqc Interactive» версии 3.3.7-11094.

Расчеты, связанные с обнаружением поступления закачиваемых вод в продукцию добывающих скважин, были выполнены с помощью «Statistica 12».

Третья глава, состоящая из трех разделов, посвящена обсуждению полученных результатов.

В разделах 3.1.1-3.1.3 приведены результаты исследования физико-химических характеристик попутно добываемых и закачиваемых вод данного месторождения. Показано, что метод ионной ВЭЖХ имеет ряд преимуществ при исследовании высокоминерализованных вод по сравнению с методом капиллярного зонального электрофореза (КЗЭ). Особенность анализа нефтепромысловых вод заключается в том, что концентрации некоторых компонентов, прежде всего хлоридов, могут отличаться на порядки и мешать совместному определению других ионов. Метод КЗЭ не позволяет в достаточной степени производить разделение хлоридов и сульфатов, а чувствительность используемой диодной матрицы уступает чувствительности кондуктометрического детектора при анализе микрокомпонентов, особенно в условиях необходимого для разделения многократного разбавления.

Установлено, что пластовые воды Пильтун-Астохского нефтегазового месторождения имеют типичный состав для вод морских месторождений. Общая минерализация пластовых вод с платформы ПА-А составила 26,57 – 35,87 г/л, что приближается к общей минерализации морской воды (34 – 36 г/л). Основными растворенными компонентами солевой матрицы являются хлориды натрия и калия. В пластовой воде содержание ионов варьирует в следующих диапазонах (мг/л): Na^+ (9200 – 10930), K^+ (90–560), Ca^{2+} (310–530), Mg^{2+} (140–420), Sr^{2+} (17–27), Ba^{2+} (0–7,6), Fe^{3+} (0,5–2,6), NH_4^+ (11–19), Cl^- (14000–21200), HCO_3^- (410–789), SO_4^{2-} (200–1910). По классификации природных вод Сулина пластовые воды с платформы ПА-А относятся к типам сульфатонатриевых, хлоркальциевых и гидрокарбонатонатриевых вод, к группам хлоридных и гидрокарбонатных, подгруппам кальциевых и магниевых.

Пластовая вода с платформы ПА-Б отличается меньшим значением общей минерализации (18,61 – 24,39 г/л). Состав пластовой воды с платформы ПА-Б является более однородным, по классификации Сулина все образцы принадлежат к типу хлоркальциевые, группа гидрокарбонатных, подгруппа кальциевых. Содержание ионов варьирует в следующих диапазонах (мг/л): Na^+ (400–8700), K^+ (53–132), Ca^{2+} (110–540), Mg^{2+} (56–129), Sr^{2+} (12–25), Ba^{2+} (0,6–17,4), Fe^{3+} (0,7–11,7), NH_4^+ (8,3–11,9), Cl^- (9500–15100), HCO_3^- (440–1100), SO_4^{2-} (4–373). Особенностью пластовых вод нефтегазовых месторождений часто

является низкое содержание сульфатов. В некоторых скважинах платформ ПА-А и ПА-Б было обнаружено увеличение содержания сульфатов, что может свидетельствовать о прорыве нагнетаемой морской воды в добывающую скважину. Наибольшая концентрация сульфатов обнаружена в попутно добываемой воде из скважины № 3 платформы ПА-А.

Общая минерализация подтоварной воды из узлов оборудования очистки нефти несколько снижается, хотя состав и соотношение основных ионов остается практически неизменным. Следует отметить высокое содержание низших карбоновых кислот в водах из оборудования подготовки нефти платформы ПА-А, что говорит об активном протекании микробиологических процессов, в частности сульфатредукции, что подтверждается также наличием FeS в отложениях (рис. 2, 3). Отличительной особенностью воды из системы ППД является наличие нитратов, что является следствием добавления нитрата кальция в воду с целью подавления роста сульфатредуцирующих бактерий.



Рисунок 2 – Содержание низших карбоновых кислот в воде из оборудования платформы ПА-А

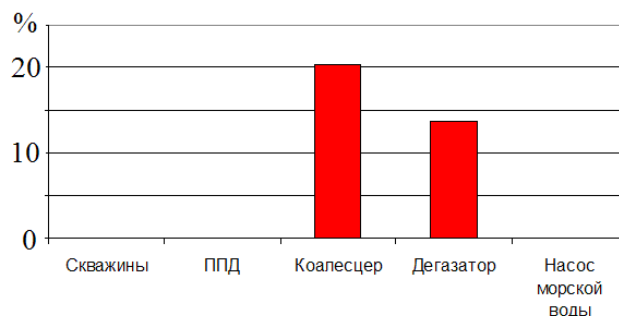


Рисунок 3 – Содержание FeS в осадках из оборудования платформы ПА-А

Исходя из информации о физико-химических свойствах пластовой воды, было сделано предположение, что основными компонентами осадков в нефтепромысловом оборудовании для ПА-А и для ПА-Б будут карбонаты и сульфаты щелочноземельных металлов. Воды этого месторождения являются агрессивной средой и могут быть причиной коррозии металлических частей нефтепромыслового оборудования. Также можно ожидать осадкообразования при смешивании подтоварной и морской воды в процессе заводнения пласта. Полученные данные по химическому составу исследованных морских и попутно добываемых вод использовали для расчетов при моделировании процессов солеосаждения в оборудовании нефтедобывающих платформ.

В разделе 3.1.4 продемонстрирована возможность использования сведений о составе пластовых и нагнетаемых вод для идентификации

поступления закачиваемой воды в продукцию добывающих скважин с помощью метода кластерного анализа. Основной причиной обводнения добывающих скважин является прорыв нагнетаемой воды. Предложенный подход заключается в группировке пластовых и закачиваемых вод месторождения по совокупности физико-химических параметров, целью которой является выделение промежуточной группы вод, соответствующей участку с прорывом.

На практике принято считать, что поступление закачиваемой воды происходит в скважинах, где содержание сульфатов больше 50 мг/л. Однако рост концентрации сульфатов может быть вызван различными причинами, включающими, например, взаимодействие с породой пласта, усиление микробиологических процессов в пластовых водах, богатых серосодержащими соединениями, и др. Следовательно, содержание сульфатов нельзя назвать надежным индикатором. Многомерные статистические методы, к которым относится кластерный анализ, позволяют одновременно исследовать взаимоотношения практически неограниченного количества переменных и выявлять неочевидные связи между ними. Это позволяет сделать предположение о прорыве воды на основе широкого набора параметров. Кластерный анализ проводили для 240 образцов воды из 7 добывающих скважин платформы ПА-А, 7 добывающих скважин платформы ПА-Б и участков оборудования систем ППД данных платформ. В качестве статистических характеристик использовались следующие физико-химические параметры вод: общая минерализация (TDS), pH, содержание ионов Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Sr^{2+} , Ba^{2+} , Fe^{3+} , NH_4^+ , Cl^- , HCO_3^- , SO_4^{2-} . Кластеризация проводилась при помощи метода иерархического кластерного анализа и метода k-средних. Иерархический кластерный анализ последовательно попарно объединяет близлежащие объекты. Результатами являются дендрограмма и матрица статистических расстояний между всеми объектами, по которым можно судить о схожести объектов и количестве кластеров в исследуемом массиве. Метод k-средних, требует изначально задать количество ожидаемых кластеров, и тогда он находит центр каждого кластера и группирует вокруг наиболее близкие измерения. В данном исследовании основная задача иерархического кластерного анализа заключалась в том, чтобы на основе дендрограммы и матрицы статистических расстояний между образцами выявить образцы попутно добываемой воды наиболее близкие к закачиваемой воде и рассчитать

соотношение пластовой / закачиваемой воды в данных образцах при помощи уравнения 1:

$$\omega_f(\%) = \frac{d_{mix-i}}{d_{f-i}} \cdot 100\% \quad (1)$$

где: ω_f - доля пластовой воды (formation water) в смеси; ω_i - доля закачиваемой воды (injection water) в смеси; d_{mix-i} - статистическая дистанция от смешанного образца до закачиваемой воды; d_{f-i} - статистическая дистанция от пластовой воды до закачиваемой.

Задача кластерного анализа методом k-средних состояла в том, чтобы выделить группу образцов попутно добываемых вод, которые по своим физико-химическим параметрам попадали бы между пластовыми и закачиваемыми водами, это подтверждает, что данные образцы являются результатом смешивания вод.

В результате проведенного иерархического кластерного анализа была получена древовидная диаграмма (рис. 4) и матрица статистических расстояний между исследуемыми образцами воды, которые позволили разделить их в соответствии с их происхождением, а также выделить три образца попутно добываемой воды из скважины № 3 платформы ПА-А, находящихся статистически наиболее близко к закачиваемой морской воде, что может свидетельствовать о наличии прорыва закачиваемой воды в данную скважину в указанный промежуток времени. Кластеризация методом k-средних подтвердила полученные результаты разделения.

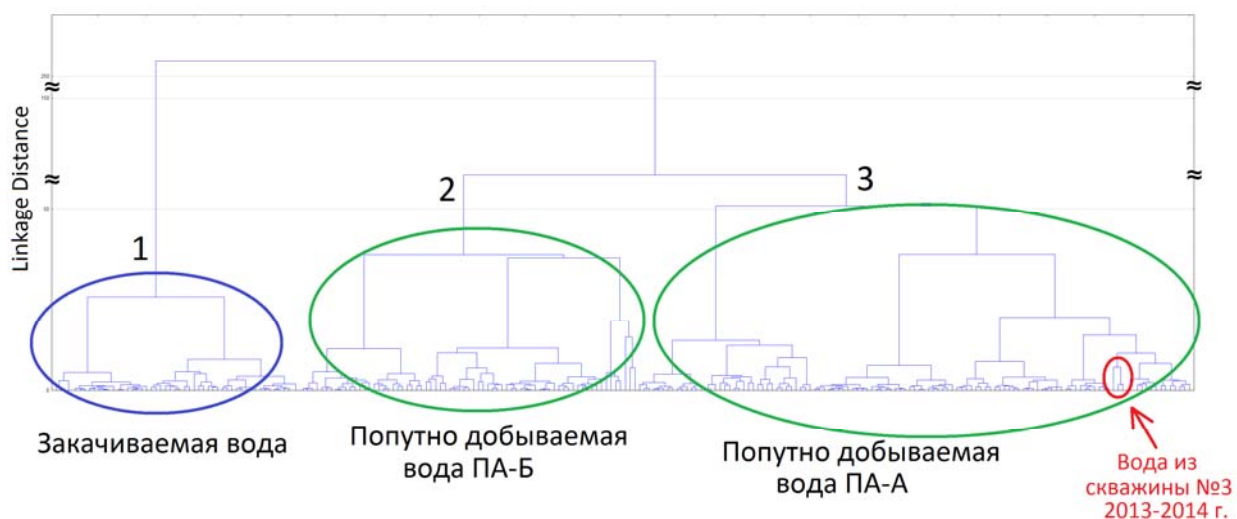


Рисунок 4 - Иерархическая диаграмма полного набора образцов

Статистические расстояния между объектами, лежащие в основе кластерного анализа, являются обобщенными числовыми значениями, полученными на основе разницы объектов по совокупности признаков. Таким образом, если объекты лежат на одной прямой изменчивости (пластовая вода - вода с прорывом - закачиваемая вода), дистанция между объектами становится пропорциональна их соотношению. В соответствии с результатами разделения методами иерархической кластеризации и k-средних, три образца попутно добываемой воды из скважины № 3 платформы ПА-А были взяты для примера расчета соотношения пластовой и морской воды в скважине с предполагаемым прорывом. Расчет проводился согласно формуле 1. Доля морской воды в образцах составляла от 45,8 % до 56,2 %.

Иерархическая кластеризация образцов с платформы ПА-Б, в отличие от платформы ПА-А, позволила во многих случаях достаточно четко разделить образцы попутно добываемой воды на группы соответствующие скважинам. Кластерный анализ образцов с платформы ПА-Б не позволил выделить несколько образцов, резко отличающихся от остальных. Тем не менее, разделение образцов воды с платформы ПА-Б на три кластера при помощи метода k-средних позволяет выделить кластер, который по большинству физико-химических параметров занимает промежуточное положение между попутно добываемыми и закачиваемыми водами (рис. 5). Можно предположить, что вода из этого кластера является результатом начала смешивания вод.

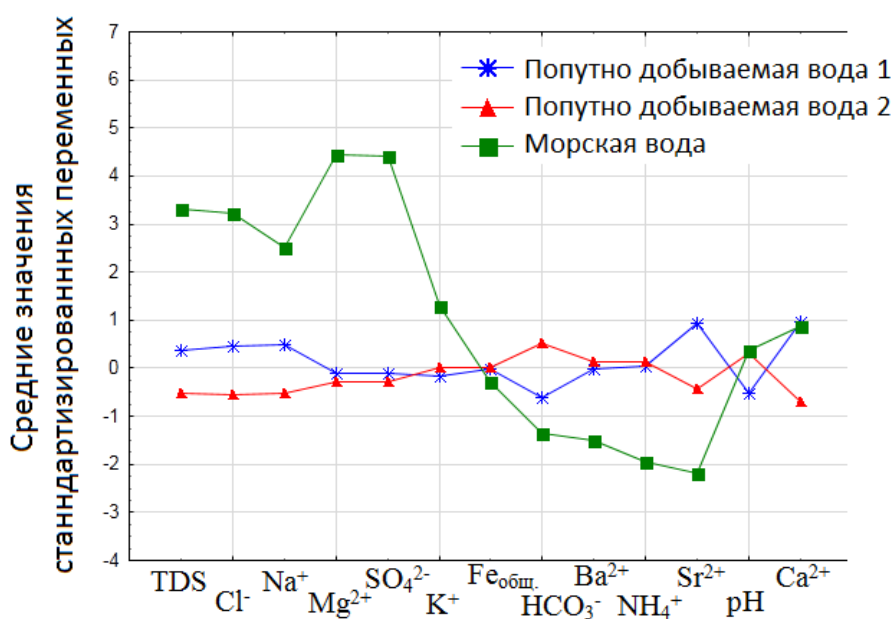


Рисунок 5 - График средних значений стандартизированных переменных кластеров платформы ПА-Б

Образцы попутно добываемой воды из скважины № 5 платформы ПА-Б за долгий период времени находятся в промежуточном кластере. В данных образцах наблюдается постепенное возрастание содержания сульфатов. На основе матрицы статистических расстояний были рассчитаны значения доли закачиваемой воды в образцах из данной скважины. В результате расчета было показано, что доля закачиваемой воды возрастает от 1,07 % в феврале 2016 г. до 30,38 % в сентябре 2018 г., затем резко падает до 13,33 %, вероятно, в результате проведения водоизоляционных работ. Важным стало то, что рассчитанное содержание морской воды хорошо коррелирует только с содержанием сульфатов, что, с одной стороны, подтверждает верность применяемого подхода, но с другой стороны, указывает на то, что данный метод позволяет производить расчет на основе широкого набора физико-химических параметров, использование которых индивидуально не позволяет сделать выводов о соотношении смешивающихся вод.

Таким образом, была продемонстрирована возможность применения метода кластерного анализа для мониторинга поступления закачиваемой воды в нефтесодержащий пласт, выявления прорывов воды, а также расчета соотношения пластовой / закачиваемой воды в технологических участках. Преимуществом данного подхода является возможность отслеживать неочевидные процессы, не поддающиеся субъективной человеческой оценке, а минимизировать влияние случайных или не связанных с прорывом закачиваемой воды факторов.

Раздел 3.2 посвящен моделированию процессов солеосаждения в технологических узлах оборудования платформ ПА-А и ПА-Б проекта «Сахалин-2». Прогнозирование солеосаждения выполнено на основе информации о составе попутно добываемой и закачиваемой воды при помощи программного комплекса «Phreeqc Interactive», а также с помощью традиционных методов расчета.

В разделе 3.2.1 продемонстрирован пример прогнозирования осаждения сульфатов и карбонатов при помощи традиционных методов расчета (Скиллмена – Мак-Дональда – Стиффа и Ланжелъе). Показано, что значения индексов насыщения растворов резко возрастают в точках очистки нефти от воды и газа. В большинстве технологических узлов оборудования платформ следует ожидать выпадение карбоната кальция, в некоторых карбоната железа, осаждение карбоната магния маловероятно. Из сульфатов возможно образование только сульфата бария, при этом, в целом, на платформе ПА-Б

более выражена тенденция к образованию сульфатов, а на платформе ПА-А – карбонатов. Классические методы расчета образования солей важны, поскольку они лежат в основе широко применяемых программных комплексов математического моделирования осадкообразования.

Раздел 3.2.2 посвящен моделированию солеосаждения в узлах нефтепромыслового оборудования платформы ПА-А. Было показано, что основными компонентами неорганических отложений в узлах оборудования платформы ПА-А ожидаются алюмосиликаты различного состава, карбонаты и сульфаты щелочноземельных металлов. Согласно расчетам, было возможно выпадение трех форм карбоната кальция - кальцита, арагонита и ватерита, которые отличаются строением кристаллической решетки. Наибольшие значения индекса насыщения (SI) имел кальцит, индексы насыщения, полученные для арагонита, были значительно ниже, осаждение ватерита было маловероятно во всех участках, за исключением дегазатора. В целом в дегазаторе резко возрастают индексы насыщения всех карбонатов, это связано с тем, что там происходит резкое снижение давления. Было отмечено, что на практике возможно осаждение смешанных карбонатов кальция и магния, в частности – доломита, при этом рассчитанные индексы насыщения для доломита в условиях данной нефтепромысловой системы в разы выше, чем индексы насыщения для других карбонатов. Из группы сульфатов вероятно выпадение только сульфата бария во всех узлах, кроме первой скважины. Возможно также выпадение различных форм алюмосиликатов, наиболее ожидаемыми из которых являются альбит и мусковит. Наибольшая вероятность выпадения алюмосиликатов наблюдается в нефтяных скважинах. Следует отметить резкое увеличение индексов насыщения оксидом железа в дегазаторе и узлах оборудования, содержащих морскую воду, что, вероятно, связано с протеканием процессов коррозии.

Раздел 3.2.3 посвящен моделированию солеосаждения в узлах нефтепромыслового оборудования платформы ПА-Б. Состав ожидаемых осадков на платформе ПА-Б был схож с платформой ПА-А. Из карбонатных осадков, как и в случае ПА-А, в оборудовании ПА-Б была наиболее высока вероятность выпадения карбоната кальция и магния – доломита. Карбонат кальция, преимущественно в виде кальцита, прогнозировался во всех узлах, за исключением электродегидратора и насоса морской воды. Сульфаты были представлены исключительно сульфатом бария во всех узлах, за исключением насоса морской воды и скважины № 3. Из алюмосиликатов наиболее вероятно

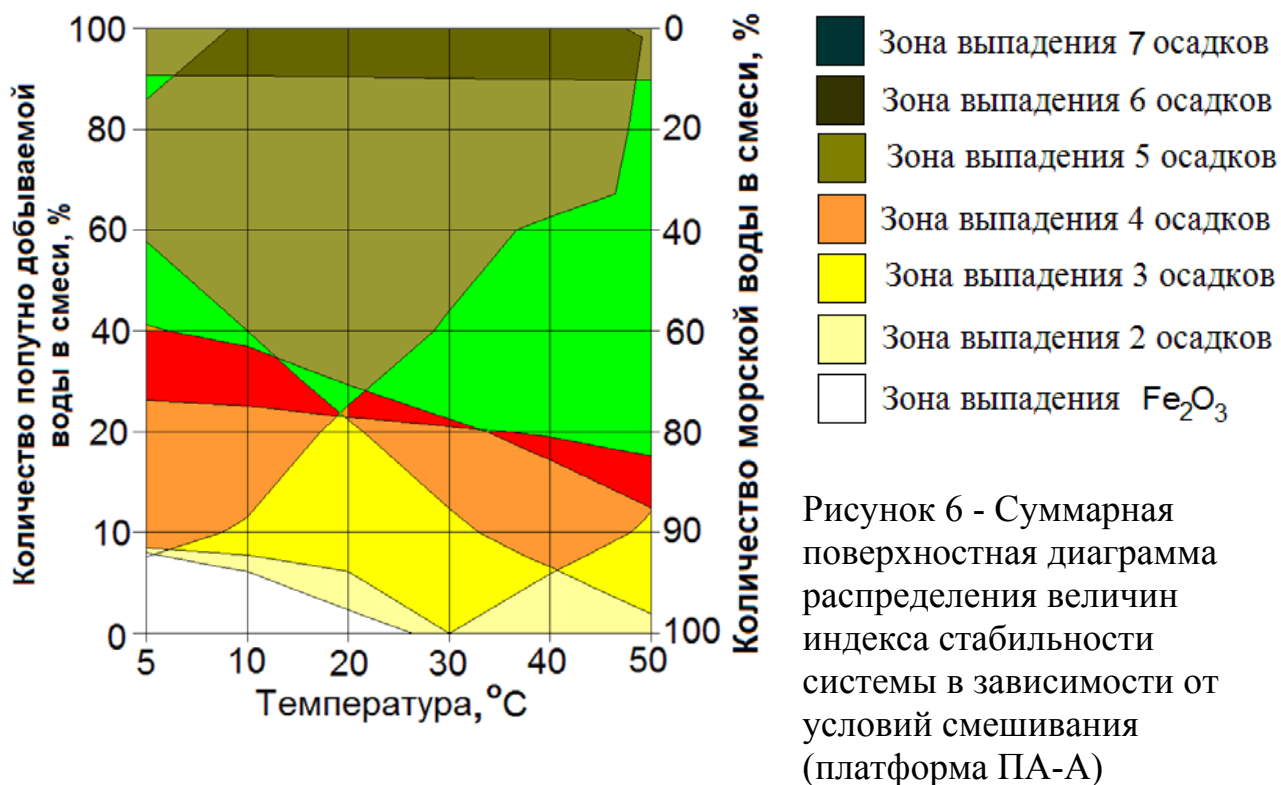
осаждение мусковита. Отличительной особенностью платформы ПА-Б стали высокие значения индексов насыщения оксидом железа во всех технологических участках.

Раздел 3.2.4 посвящен моделированию солеотложения в процессе смешивания попутно добываемых и закачиваемых вод для системы заводнения пласта (ППД).

Важной задачей нефтепромысловой химии является моделирование солеотложения в процессе смешивания вод, используемых для заводнения пласта. Часто смешиваемые воды могут быть химически несовместимы и образовывать труднорастворимые соли. Компьютерное моделирование процессов, происходящих при смешивании вод, является одним из инструментов, позволяющих выбирать оптимальные условия смешивания. На платформах Пилтун - Астохского месторождения для заводнения пласта используется окружающая морская вода, которая смешивается с отделенной от нефти подтоварной водой.

Для изучения осадкообразования было проведено математическое моделирование процессов, происходящих при смешивании попутно добываемой (подтоварной) и морской воды в разных соотношениях в широком диапазоне рабочих температур (5–50 °С). По результатам моделирования в процессе смешивания подтоварной и морской воды на платформе ПА-А при возрастании температуры и с увеличением доли морской воды уменьшаются индексы насыщения для кальцита, арагонита, ватерита, магнезита, стронцианита, доломита и кварца, а с уменьшением доли морской воды - гипса, ангидрита и галита. При уменьшении температуры с возрастанием доли морской воды в смеси уменьшаются индексы насыщения для барита, целестита, мусковита и альбита, а с уменьшением доли морской воды уменьшается индекс для оксида железа. Во всех исследуемых условиях смешивания маловероятно выпадение гипса, ангидрита и галита, при этом неизбежно выпадение барита и мусковита. Вероятность образования других осадков в процессе смешивания изменяется в зависимости от температуры и соотношения смешиваемых вод.

Путем наложения диаграмм с областями осаждения каждой соли была получена суммарная диаграмма оптимальных условий смешивания воды для заводнения пласта (рис. 6). Видно, что оптимальными условиями, при которых из вышеперечисленных осадков, согласно расчетам, выпадает только оксид железа(III), являются область температур 5–15 °С и доля морской воды не менее 90 %.



В процессе смешивания подтоварной и морской воды на платформе ПА-Б при возрастании температуры и с увеличением доли морской воды возрастают индексы насыщения для целестита, ангидрита и оксида железа(III), а с уменьшением доли морской воды - гипса и галита. При уменьшении температуры с возрастанием доли морской воды в смеси возрастают индексы насыщения для группы карбонатов, а с уменьшением доли морской воды возрастают индексы для альбита и кварца. В среднем диапазоне температур с уменьшением доли морской воды индексы насыщения раствора мусковитом возрастают. Во всех исследуемых условиях смешивания маловероятно выпадение гипса, ангидрита и галита, при этом неизбежно выпадение барита и мусковита. Вероятность выпадения других осадков в процессе смешивания изменяется в зависимости от температуры и соотношения смешиваемых вод. Оптимальными условиями смешивания являются: температура ниже 20 °С и доля морской воды в смеси более 90 %. Помимо этого стоит отметить обширную область с температурой 10–50 °С и долей морской воды более 30 %, в которой происходит выпадение только одной соли - доломита. При ингибировании его осаждения, эта область может также быть использована в процессе смешивания вод в системе ППД.

Раздел 3.2.5 посвящен сравнению результатов моделирования осадкообразования на платформах ПА-А и ПА-Б. Подтоварная вода платформы

ПА-Б имеет меньшую тенденцию к солеотложению в процессе смешивания, что, вероятно, является следствием ее меньшей солености, а области возможного смешивания вод на платформе ПА-Б шире. Основными неорганическими компонентами осадков на обеих платформах следует ожидать барит, мусковит, оксид железа(III), при этом осаждение гипса, галита и ангидрита маловероятно. Интересно отметить, что на платформах возможно различное поведение некоторых солей в зависимости от изменения условий смешивания, вероятно, это связано с влиянием конкурирующих реакций. Таким образом, было показано, что даже в пределах одного месторождения возможны различные механизмы осадкообразования в узлах оборудования разных платформ, что следует учитывать при разработке мер по его защите от отложения солей.

В разделе 3.3 приводится сравнение результатов моделирования осадкообразования с составом отложений из узлов оборудования платформ ПА-А и ПА-Б. Наряду с отбором проб воды, был произведен отбор отложений из различных участков нефтепромысловой системы платформ. Отложения представляли собой сложные смеси, состоящие из воды, нефти, остатков реагентов нефтепромысловой химии и буровых растворов, песка и неорганических солей, причем их соотношение варьировало в широких пределах. Исследование неорганической части отложений проводилось методами РФА и ЭД РФА. На рентгенограммах исследуемых образцов чаще всего наблюдались пики карбонатов кальция и магния, сульфата бария, хлорида натрия, диоксида кремния, различных алюмосиликатов, а также оксидов и солей железа.

В разделе 3.3.1 приводится химический состав солеотложений из узлов нефтепромыслового оборудования платформы ПА-А (рис. 7). Основными компонентами изученных отложений стали песок, глина, труднорастворимые сульфаты и карбонаты щелочноземельных металлов, продукты коррозии труб и оборудования (как соединения железа, так и обнаруживаемые в небольших количествах соли переходных металлов Cr, Mo, Zr и др.). Солевой состав отложений отличался в зависимости от места отбора. Сульфат бария присутствовал во всех исследованных образцах. Наибольшее его количество было обнаружено в дегазаторе и системе ППД. Это связано с тем, что в системе ППД попутно добываемая вода смешивается с морской, а в дегазаторе за счет удаления основного количества растворенных газов и остаточной воды происходят значительные изменения физико-химических параметров. Кроме

того, в дегазаторе осаждается наибольшее количество карбонатов, как кальция, так и магния. Наибольшее количество алюмосиликатов было обнаружено в устьях скважин, что вероятно, является результатом выноса песка и глины из породы пласта. Преобладающими компонентами осадка из электродегидратора (ЭДГ) стали хлориды; несмотря на высокую растворимость, хлориды способны осаждаться в ЭДГ, так как там происходит удаление основного количества воды, что приводит к резкому пересыщению раствора. Стоит отметить присутствие значительных количеств сульфида железа в осадках из дегазатора и ЭДГ, связанного с биогенными процессами сульфатредукции. Отличительной особенностью образцов из системы ППД стало доминирование сульфатов в неорганической части осадка вследствие поступления морской воды, а также большое количество окислов железа и других металлов из-за высокой коррозионной активности данной системы.

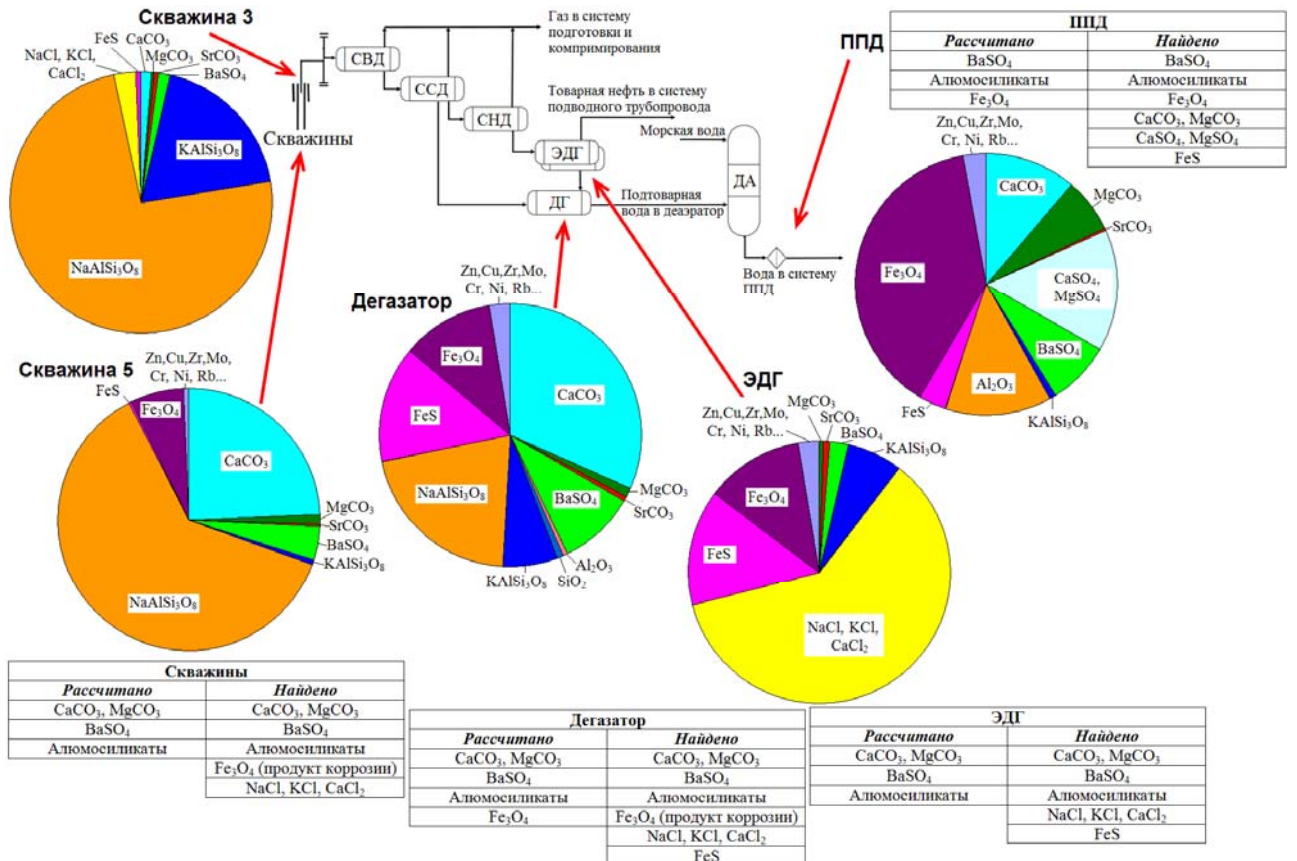


Рисунок 7 – Состав неорганической части солеотложений из узлов платформы ПА-А и сравнение результатов расчета качественного состава неорганической части отложений с составом реального осадка

В разделе 3.3.2 приводится химический состав солеотложений из узлов нефтепромыслового оборудования платформы ПА-Б. Основными неорганическими соединениями изученных отложений, как и в случае осадков с платформы ПА-А, являются: карбонат кальция, алюмосиликаты натрия и калия, хлорид натрия, а также продукты коррозии труб и оборудования, обнаруживаемые в небольших количествах. В отличие от осадков платформы ПА-А, преимущественным компонентом отложений из всех участков оборудования платформы ПА-Б является карбонат кальция. Наибольшее его количество наблюдается в осадке из нагревателя нефти. Наибольшее количество хлорида натрия обнаруживается в сепараторе первой ступени, это связано с отделением основного количества воды в данном участке. В целом, минеральный состав осадков из узлов нефтепромыслового оборудования обеих платформ схож, но наблюдаются различия в количественном соотношении компонентов. Так, в отложениях платформы ПА-А содержание сульфата бария значительно выше, чем в осадках платформы ПА-Б, что обусловлено, по-видимому, разной концентрацией ионов бария в попутно-добываемой воде соответствующих платформ.

Раздел 3.3.3 посвящен экспериментальному моделированию осадкообразования в образцах подтоварной воды с платформ ПА-А и ПА-Б и в системе ППД.

Несмотря на то, что при термодинамических расчетах вероятно выпадение смешанного карбоната кальция и магния $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ (доломита), известно, что на практике магнием, как осадкообразующим элементом, в расчетах пренебрегают. При исследовании осадков из оборудования Пильтун-Астохского месторождения были обнаружены смешанные карбонаты Ca и Mg, при этом концентрация Mg в некоторых осадках достигала 6,6 % масс. Поэтому для изучения возможности образования таких карбонатов, были проведены эксперименты с образцами пластовой воды из скважин платформ ПА-А и ПА-Б, модельными растворами с аналогичным ионным составом, а также смесями подтоварной и морской воды. В ходе эксперимента данные растворы помещались в условия, близкие к промысловым. Полученные осадки были исследованы методами РФА и ЭД РФА. В составе большинства осадков из реальных вод был обнаружен магний, что подтверждает возможность его осаждения из пластовых вод нефтяных месторождений (рис. 8). Для установления формы нахождения магния использовали метод РФА. На рентгенограммах осадков, помимо карбоната кальция (арагонит),

присутствовали сигналы смешанных карбонатов Ca и Mg (магнезиальный кальцит) с различным стехиометрическим соотношением этих металлов со значительным преобладанием первого (рис. 9).

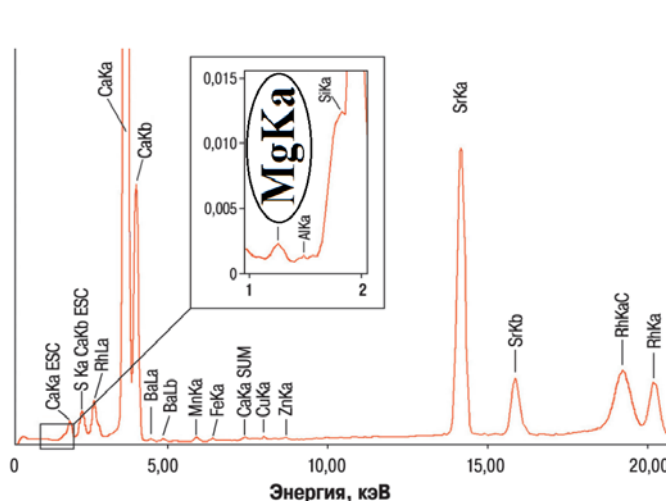


Рисунок 8 – Спектр осадка, полученного из пластовой воды платформы ПА-Б

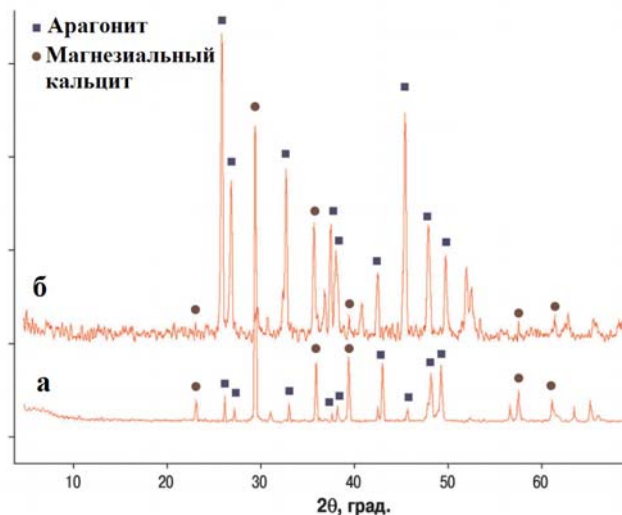


Рисунок 9 – Рентгенограмма осадка, полученного из модельной пластовой воды (а) и пластовой воды платформы ПА-Б (б)

Концентрация карбоната магния в эксперименте достигала 10,6 % масс. Полученные данные говорят о том, что осаждение смешанных карбонатов Ca и Mg нужно принимать в расчет, поскольку с учетом больших объемов циркулирующих флюидов в условиях промысла, такое количество способно оказывать существенное влияние на процессы солеотложения в трубопроводах и другом нефтепромысловом оборудовании.

В разделе 3.3.4 проводится сравнение результатов моделирования осадкообразования с составом отложений из узлов оборудования платформ.

Результаты расчетов и состав отложений хорошо коррелируют (рис 7): высокая концентрация ионов HCO_3^- в воде способствует образованию карбонатов щелочноземельных металлов в большинстве исследованных проб отложений. Из трех возможных форм карбоната кальция вероятности осаждения арагонита и ватерита низки, на рентгенограммах присутствуют только сигналы кальцита. Незначительные концентрации сульфат-ионов в воде не приводят к существенному выпадению сульфатных осадков, обнаруживаются лишь небольшие количества самой малорастворимой соли - сульфата бария. Сульфат бария присутствует во всех исследованных

отложениях, однако его содержание снижается в процессе подготовки нефти. В составе осадков присутствует хлорид натрия (галит), однако выпадение его по результатам моделирования маловероятно. Осаждение галита характерно, прежде всего, для месторождений, состав пластовых вод которых по уровню минерализации приближается к рассолам ($< 300 \text{ г/дм}^3$). В данном случае выпадение галита связано, вероятно, с тем, что в процессе подготовки нефти на всех этапах происходит выделение растворенного газа, который способен частично забирать с собой воду, концентрируя раствор, что приводит к общему снижению растворимости солей. К тому же, пузырьки газа, в основном, образуются на стенках оборудования, следствием этого является образование многочисленных границ раздела фаз, которые являются благоприятным условием для зарождения и роста кристаллов солей. Появление в осадках сульфида железа связано с микробиологическими процессами, протекающими в системе подготовки нефти. Этот процесс трудно моделировать, в том числе и в связи с особенностями пробоотбора: сульфид-ион в попутно добываемой воде необходимо определять непосредственно после отбора пробы.

Таким образом, сравнение расчетных и экспериментальных данных показывает, что применение программных комплексов позволяет прогнозировать основные процессы солеобразования, протекающие в нефтепромысловом оборудовании, но не всегда способно учесть локальные изменения физико-химических параметров в различных точках нефтепромысловой системы, например образование галита или сульфат-редукцию. Прямые экспериментальные данные по составу осадков являются необходимыми при моделировании процессов осадкообразования, а также выбора способа ингибирования и удаления отложений солей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Предложен новый методический подход к исследованию физико-химических процессов осадкообразования в нефтепромысловом оборудовании морских нефтедобывающих платформ, включающий как численное моделирование солеотложения на основе информации о физико-химических параметрах вод, так и изучение состава осадков из нефтепромыслового оборудования, что позволяет получить наиболее полное представление о характере протекающих процессов.

2. Сравнение результатов моделирования состава солеотложений на основе информации о физико-химических параметрах вод и реальных осадков из нефтепромыслового оборудования показало, что применение программных

комплексов позволяет прогнозировать образование карбонатов щелочноземельных металлов, алюмосиликатов натрия и калия, а также сульфата бария. Обнаружение сульфатов кальция и магния, а также хлоридов натрия, калия и кальция показывает, что расчет не учитывает ряд важных факторов, влияющих на физико-химические процессы, протекающие в системе. Поэтому экспериментальные данные по составу осадков являются необходимыми при моделировании процессов осадкообразования, определении оптимальных режимов смешивания вод, выборе способа ингибирования и удаления отложений солей.

3. Впервые экспериментально доказана возможность образования смешанного карбоната кальция и магния (магнезиального кальцита) в нефтепромысловом оборудовании морских нефтедобывающих платформ. Содержание магния в таких карбонатах варьирует от 3 до 10 % масс. С учетом объемов циркулирующих флюидов, образование магнезиального кальцита следует принимать в расчет при оценке солеотложения в трубопроводах и другом нефтепромысловом оборудовании.

4. Методом кластерного анализа на основании многолетних данных по физико-химическому составу пластовых, морских и технологических вод нефтедобывающих платформ ПА-А и ПА-Б проекта «Сахалин-2» разработан новый способ обнаружения поступления и расчета количества закачиваемых вод в продукции добывающих скважин.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи, опубликованные в изданиях, рекомендованных ВАК:

1. Трухин И.С., Прокуда Н.А., Азарова Ю.А., Задорожный П.А., Суховерхов С.В. Изучение химического состава попутно добываемых пластовых и окружающих морских вод на нефтегазодобывающих платформах проекта Сахалин-2 // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2015. № 36. С. 225–234.

2. Полякова Н. В., Трухин И.С., Задорожный П.А., Суховерхов С.В., Маркин А.Н., Авраменко В.А. Сравнение данных физико-химического моделирования и реального состава солеотложений в узлах нефтепромыслового оборудования платформы Пильтун-Астохская-Б (проект Сахалин-2) // Технологии нефти и газа. 2017. № 3 (110). С. 26–33.

3. Полякова Н.В., Задорожный П.А., Трухин И.С., Маркин А.Н., Суховерхов С.В., Авраменко В.А. Моделирование солеосаждения в

нефтепромысловом оборудовании платформы ПА-А // Вестник ДВО РАН . 2017. № 5. С. 98–105.

4. Трухин И.С., Полякова Н.В., Задорожный П.А., Суховерхов С.В., Маркин А.Н., Авраменко В.А. Моделирование процессов солеотложения в системе поддержания пластового давления платформы Пильтун-Астохская-А (проект Сахалин-2) // Вестник ДВО РАН. 2017. № 5. С. 106–112.

5. Полякова Н.В., Задорожный П.А., Трухин И.С., Суховерхов С.В., Маркин А.Н., Авраменко В.А., Бриков А.В. Определение химического состава попутно добываемых пластовых, окружающих морских вод и отложений солей из нефтепромысловых систем нефтегазодобывающей платформы МОЛИКПАК // Нефтяное хозяйство 2018. № 4. С. 43–47.

6. Маркин А.Н., Трухин И.С., Полякова Н.В., Задорожный П.А., Суховерхов С.В. Исследование образования карбонатных осадков в нефтепромысловом оборудовании Пильтун-Астохского месторождения (о. Сахалин) // Нефтяное хозяйство. 2019. № 4, С. 90–93.

Материалы и тезисы конференций:

1. Трухин И.С., Задорожный П.А., Суховерхов С.В., Маркин А.Н., Савин К.И. Определение хлорид- и сульфат-ионов в пластовых водах и технологических растворах нефтепромысловых систем // Материалы X международной научно-технической конференции «Наука, образование, производство в решении экологических проблем». Уфа, 2013. С. 312–317.

2. Полякова Н.В., Задорожный П.А., Трухин И.С., Суховерхов С.В., Бриков А.В. Химический состав пластовых вод и отложений солей из нефтепромысловых систем нефтегазодобывающей платформы ПА-Б // Материалы 7 всероссийской научно-практической конференции «Добыча, подготовка, транспортировка нефти и газа». Томск, 2016. С. 118–123.

3. Трухин И.С., Задорожный П.А., Полякова Н.В., Суховерхов С.В., Маркин А.Н., Авраменко В.А. Определение химического состава попутно добываемых пластовых, окружающих морских вод и отложений солей из нефтепромысловых систем нефтегазодобывающих платформ // Материалы Международной научной конференции «Современные технологии и развитие политехнического образования». Владивосток, 2016. С. 854–858.

4. Трухин И.С., Задорожный П.А., Суховерхов С.В. Применение метода ионной хроматографии для анализа попутно добываемых вод платформы Пильтун-Астохская-А, о. Сахалин // Материалы XV Международной научно-

практической конференции «Иониты-2017». г. Воронеж, 13–17 сентября 2017. С. 321–323.

5. Трухин И.С., Задорожный П.А., Суховерхов С.В., Маркин А.Н., Савин К.И. Использование методов ионной хроматографии и капиллярного электрофореза для определения хлорид и сульфат-ионов в пластовых водах нефтепромысловых систем // Тезисы докладов IX всероссийской конференции по анализу объектов окружающей среды «Экоаналитика – 2014». Светлогорск, 2014. С. 242.

6. Трухин И.С., Задорожный П.А., Суховерхов С.В., Маркин А.Н., Прокуда Н.А., Савин К.И. Анализ попутно добываемых вод в процессах мониторинга добычи нефти // Материалы VII международного промышленно-экономического форума «Стратегия объединения: Решение актуальных задач нефтегазового и нефтехимического комплексов на современном этапе». Москва, 2014. С. 117–118.

7. Трухин И.С., Бриков А.В., Задорожный П.А., Суховерхов С.В., Маркин А.Н. Анализ качества технологических растворов моноэтиленгликоля хроматографическими методами // Тезисы докладов Всероссийской конференции «Теория и практика хроматографии» с международным участием, посвященная памяти проф. М.С. Вигдергауза. Самара, 2015. С. 97.

8. Полякова Н.В., Трухин И.С., Задорожный П.А., Суховерхов С.В., Авраменко В.А. Определение химического состава пластовых вод и солеотложений из морских нефтедобывающих скважин // Тезисы докладов XX Менделеевского съезда по общей и прикладной химии, г. Екатеринбург, 2016. Т. 4. С. 136.

9. Трухин И.С., Полякова Н. В., Задорожный П.А., Суховерхов С.В. Прогнозирование процессов солеотложения в узлах нефтепромыслового оборудования проекта «Сахалин-2» // Сборник научных трудов VII международного симпозиума «Химия и химическое образование», г. Владивосток, 2017. С. 99.

10. Трухин И.С., Полякова Н.В., Задорожный П.А., Суховерхов С.В., Маркин А.Н. Сравнение результатов моделирования процессов солеотложения в системе поддержания пластового давления с составом реальных осадков // Международная конференция «Химия нефти и газа». г. Томск, 1–5 октября 2018. С. 743.