

Моделирование гидрогеохимических процессов взаимодействия диоксида углерода с пластовой водой и минералами породы при повышении нефтеотдачи и подземном захоронении

Д.С. Климов^{1*}, И.М. Индрупский¹, Ч.А. Гарифуллина², И.И. Ибрагимов², А.А. Лутфуллин³,
Б.Ф. Закиев³, Ф.М. Ахметзянов³

¹Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

²Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

³СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

В статье рассмотрено применение гидрогеохимического моделирования с использованием пакета PHREEQC для исследования взаимодействия пластовой воды, диоксида углерода и минералов в составе породы пласта при закачке CO₂ для повышения нефтеотдачи или подземного захоронения. Гидрогеохимическое моделирование является мощным инструментом для оценки физико-химических процессов, происходящих в системе «газовая фаза – водный раствор – твердые фазы» в зависимости от начальных параметров, таких как температура, давление и концентрации реагентов. Использование гидрогеохимических симуляторов предоставляет широкий круг возможностей для анализа процессов растворения и осаждения минералов, изменения ионного состава и pH раствора, которые могут влиять на эффективность закачки в пласт CO₂, фильтрацию флюидов, работу скважин и оборудования. Предложенная поэтапная методика моделирования взаимодействий в системе «пластовая вода – CO₂ – порода» с применением гидрогеохимического симулятора PHREEQC позволяет с хорошей точностью воспроизводить результаты лабораторных экспериментов и анализировать их соответствие процессам, протекающим при различных условиях. Полученные результаты могут быть использованы для оптимизации процессов добычи нефти и газа с участием диоксида углерода, планирования и оценки стабильности подземных хранилищ углекислого газа и других геологических приложений.

Ключевые слова: гидрогеохимическое моделирование, PHREEQC, пластовая вода, диоксид углерода, углекислый газ, карбонизированная вода, минералы, подземное захоронение, закачка в пласт

Для цитирования: Климов Д.С., Индрупский И.М., Гарифуллина Ч.А., Ибрагимов И.И., Лутфуллин А.А., Закиев Б.Ф., Ахметзянов Ф.М. (2024). Моделирование гидрогеохимических процессов взаимодействия диоксида углерода с пластовой водой и минералами породы при повышении нефтеотдачи и подземном захоронении. *Георесурсы*, 26(2), с. 114–123. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.2.10>

Введение

Закачка углекислого газа (CO₂) в пласт для добычи нефти и газа является одним из методов повышения эффективности извлечения традиционных энергоресурсов и снижения вредного влияния на окружающую среду. Подземная закачка CO₂ повышает давление и снижает вязкость нефти, что увеличивает подвижность углеводородов и облегчает их вытеснение из пласта. На поздних стадиях разработки месторождений, когда традиционные методы добычи становятся неэффективными, метод закачки углекислого газа в виде растворенного в воде флюида или в виде оторочки может дать приток значительного количества неизвлеченных углеводородов. Снижение вредного влияния на окружающую среду также выражается в долгосрочной консервации парникового газа

в подземных горизонтах недр, что сокращает объемы выбросов CO₂ в атмосферу (The Global Status..., 2019; Metz et al., 2005; Череповицын и др., 2013).

Следует отметить, что закачка углекислого газа в пласт может вызывать определенные проблемы, такие как возможность утечки CO₂ или изменение физических свойств пласта, поэтому необходимо проводить тщательное исследование и контроль за процессом закачки CO₂ для обеспечения его безопасности и эффективности.

Кроме того, имеются многочисленные технические вопросы, связанные со степенью активности и влияния на разработку термодинамических процессов с CO₂ в нефтегазонасыщенных пластах и водоносных горизонтах, с механизмами улавливания диоксида углерода в порах пород, а также с различными петрофизическими и геохимическими эффектами взаимодействия CO₂ с геологическими структурами и минералами (Kohler et al., 2009). Эти вопросы тоже требуют решений.

Ведутся также исследования по извлечению остаточной нефти методом внутрипластовой генерации CO₂, обладающим рядом преимуществ перед методом закачки

* Ответственный автор: Дмитрий Сергеевич Климов
e-mail: klimov_ds@ipng.ru

© 2024 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0
License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

диоксида углерода в пласт. Это сложный физико-химический процесс, связанный с выделением в пласте газовых пузырьков и сопутствующим увеличением давления (Шахвердиев и др., 2014; Bakhtiyarov et al., 2006a, 2006b), при котором будет происходить частичное растворение диоксида углерода в пластовой воде. Следовательно, как и в случае с закачкой CO_2 в пласт, внутрипластовая генерация углекислого газа приводит к нарушению равновесия и инициации различных геохимических процессов в системе «пластовая вода – CO_2 – порода».

Для решения обозначенных вопросов всё большую популярность приобретает математическое моделирование физико-химических процессов в пласте. Геохимическое моделирование пластовых процессов взаимодействия водной фазы, диоксида углерода и минералов имеет большое значение для нефтяной и газовой промышленности. Проведение такого вида компьютерной обработки данных позволит решить сразу несколько важных задач (Pruess et al., 2002; Shao et al., 2021).

Так, моделирование гидрогеохимических реакций позволяет исследовать влияние взаимодействия пластовой воды, диоксида углерода и минералов на эффективность процессов добычи нефти и газа или захоронения CO_2 . С его помощью можно оптимизировать условия и параметры добычи и нагнетания для повышения технико-экономических показателей проекта.

Геохимическое моделирование дает возможность предсказывать характер протекания химических взаимодействий между пластовой водой, диоксидом углерода и минералами в составе пород. Эти реакции могут привести к формированию отложений минеральных соединений, растворению минералов или изменениям физико-химических свойств пород. Предсказание таких реакций помогает в понимании процессов, происходящих в пласте, и может быть использовано для принятия решений по управлению месторождением.

Компьютерное моделирование помогает предотвращать возникновение проблем, таких как потеря продуктивности скважин, образование отложений или коррозия оборудования и трубопроводов, обусловленных химическим взаимодействием пластовой воды и диоксида углерода с различным составом материалов и пород. Математические методы прогноза также широко используются при оценке потенциальной емкости для захоронения CO_2 в пласте.

Цель настоящей работы – применение гидрогеохимического моделирования и интерпретация полученных результатов для углубленного анализа и обобщения процессов, выявленных в лабораторных экспериментах по изучению физико-химического взаимодействия пластовой воды с растворенным CO_2 и минералами в составе kernового материала для ряда водонасыщенных и нефтенасыщенных интервалов двух характерных продуктивных горизонтов Урало-Поволжья (Гарифуллина и др., 2024). В рамках общего круга задач осуществлялось создание компьютерной модели физико-химических процессов всей цепочки взаимодействий системы «пластовая вода – CO_2 – порода» с разработкой поэтапной методики настройки модели на данные лабораторных экспериментов и уточнением условий протекания наблюдаемых геохимических процессов.

Сведения о пакете гидрогеохимического моделирования PHREEQC

Моделирование выполнялось в гидрогеохимическом пакете (симуляторе) PHREEQC (PHotoreduction Equilibria in Eh-pH) версии 3.0 (<https://water.usgs.gov/water-resources/software/PHREEQC/index.html>). Симулятор PHREEQC представляет собой свободно распространяемое программное обеспечение для моделирования химических реакций и фазовых равновесий в природных и технических системах, в том числе связанные с переносом массы и энергии (Parkhurst, Appelo, 2013; Charlton, Parkhurst, 2011; Appelo et al., 2014). Он позволяет моделировать такие процессы, как минерализация и дезинтеграция пород, растворение и осаждение минералов, электрохимические реакции, гидротермальные процессы и др.; имеет широкий спектр применений в геологии, гидрологии, гидрогеологии, геохимии и технологической инженерии.

В гидрогеохимическом симуляторе реализовано несколько моделей водной фазы (раствора). С использованием любой из этих моделей программа позволяет рассчитать состав водной фазы и индексы насыщения растворенных компонентов, химические и фазовые равновесия, поверхностное комплексообразование и ионообменные равновесия, а также учитывать в расчетах перенос молей реагентов, кинетически контролируемые реакции, перемешивание растворов, изменение давления и температуры.

Моделирование в PHREEQC основано на принципе химического равновесия. Учитываются такие факторы, как концентрации ионов в растворе, pH, редокс-потенциал, минеральные и газовая фазы, различные взаимодействия с растворами. Наличие в программном комплексе базы данных с термодинамическими параметрами позволяет с помощью методов линейной алгебры и численных методов рассчитать все возможные физико-химические взаимодействия, которые могут происходить с заданными пользователем начальными растворами и минералами. В настоящей работе для проведения расчетов использовалась основная термодинамическая база данных PHREEQC (файл phreeqc.dat), разработанная и поддерживаемая Группой геохимического моделирования Водного института Геологической службы США (USGS).

Посредством добавления различных ключевых слов и блоков исходных данных пользователь может задать модельную систему, определить начальные условия (например, начальные концентрации компонентов), химические реакции и фазы, определить свойства системы и запустить расчеты (рис. 1). Результаты расчетов могут быть представлены в виде распределения концентраций компонентов в фазах, pH-зависимых диаграмм, диаграмм стабильности минералов и других характеристик системы.

Методика моделирования лабораторных экспериментов

В рамках сопутствующих экспериментальных исследований изучалось взаимодействие между пластовой водой, CO_2 и дробленным kernовым материалом карбонатов и песчаников из водонасыщенных и нефтенасыщенных интервалов, а также пород псевдопокрышки (низкопроницаемых

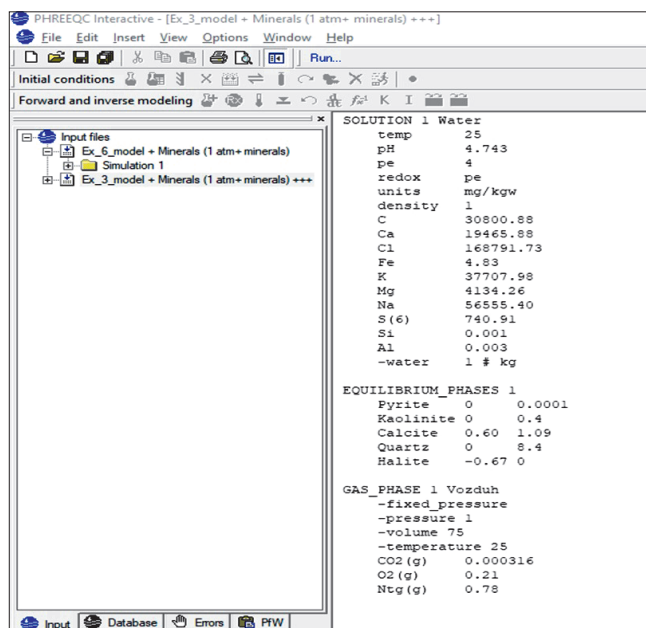


Рис. 1. Внешний вид окна программного комплекса PHREEQC с примером задания расчета посредством ключевых слов и блоков данных

алевролитов, аргиллитов) (Гарифуллина и др., 2024). Дополнительно проводились эксперименты со стандартными образцами керна водонасыщенного песчаника. Выполнялся анализ минералогического состава керна материала до и после взаимодействия с карбонизированной пластовой водой, а также состава водного раствора и газовой фаз до и после каждого этапа экспериментального исследования.

Лабораторные эксперименты включали насыщение пластовой воды углекислым газом в смесительной емкости (ячейке рекомбинации) при заданном давлении насыщения (~60 атм), с приведением к пластовым условиям, типичным для изучаемых объектов (давление ~100 атм, температура ~25 °C). После достижения равновесия производили перекачку приготовленной карбонизированной воды в вакуумированную реакторную ячейку с дробленными образцами породы, где они выдерживались при пластовых термобарических условиях в течение 3–5 недель. Затем осуществляли перевод раствора в сепаратор с разделением на водную и газовую фазы, которые подвергались лабораторным анализам.

Основную информативность о количественных характеристиках протекающих процессов обеспечивали анализы состава пластовой воды до насыщения CO₂, после насыщения и после выдержки с керна в реакторе. Минералогический анализ керна до и после выдержки с карбонизированной водой предоставлял дополнительные данные, но только на качественном уровне из-за использования неидентичных частей керна (Гарифуллина и др., 2024).

Задача гидрогеохимического моделирования в PHREEQC состояла в воспроизведении и интерпретации полученных результатов лабораторных экспериментов применительно к физико-химическим процессам, протекающим в пластовых условиях. При этом используемые в качестве контрольных данных параметры химического состава воды и минерального состава образцов пород

соответствовали атмосферным условиям. Для корректного учета дополнительных лабораторных процессов с приведением системы к атмосферным условиям была разработана схема моделирования, содержащая пять этапов.

Этап 1 (пластовая вода). В качестве входных параметров выступает компонентный состав пластового раствора (исходной пробы пластовой воды) по данным лабораторного анализа.

На первом этапе моделирования компонентный состав пластового раствора с заданными концентрациями основных ионов и pH переносился в программную оболочку гидрогеохимического симулятора через ключевое слово с блоками данных SOLUTION, с переводом концентраций компонентов из мг/л в мольные доли. Программно проверялись равновесность заданного раствора, правильность начального pH и сходимость электропотенциалов ионов.

Этап 2.1 (насыщение воды CO₂). Второй этап моделирования соответствовал физико-химическому взаимодействию заданного начального раствора (исходной пластовой воды) с углекислым газом в ячейке рекомбинации при давлении насыщения 60 атм и температуре 25 °C. Наличие CO₂ в системе устанавливалось через ключевой раздел GAS_PHASE заданием фиксированного парциального давления, а также заведомо избыточного объема (~100 л) газовой фазы.

Получаемый на втором этапе модельный раствор соответствует карбонизированной воде в ячейке рекомбинации. Его компонентный состав отвечает условиям контакта пластовой воды с диоксидом углерода при 60 атм. Для сравнения с результатами анализа насыщенной воды, выполняемого при 1 атм, нужно было смоделировать его дегазацию при атмосферном давлении.

Этап 2.2 (дегазация насыщенной воды). Процесс дегазации насыщенной воды при подготовке пробы для лабораторного анализа моделировался следующим образом. Насыщенный раствор с компонентным составом, установленным на этапе 2.1, приводился в симуляторе в контакт с воздухом при атмосферном давлении через ключевой раздел GAS_PHASE с заданием парциальных давлений углекислого газа, кислорода и азота. Кроме того, через задание параметра «объем газовой смеси» (в данном случае воздуха) регулировалось соотношение контактирующих фаз – раствора и воздуха. Это соотношение является регулируемым параметром, в нашем случае настраивалось таким образом, чтобы pH и содержание гидрокарбонат-ионов в получаемом растворе были близки к данным лабораторного анализа. По итогам настройки первого рассмотренного эксперимента было выбрано значение удельного объема воздуха (объем газовой фазы – Volume), контактирующего с 1 кг дегазируемой пластовой воды, равное 75 л. Данное значение в дальнейшем использовалось и для других экспериментов.

Этап 3.1 (взаимодействие с керна при пластовых условиях). На третьем этапе моделирования проводились программные расчеты контакта насыщенной углекислым газом пластовой воды с минералами керна образцов из экспериментальных исследований. При этом состав насыщенного раствора из этапа 2.1 использовался не напрямую, а с учетом коррекции по данным лабораторного анализа насыщенной воды. Такая коррекция осуществлялась для того, чтобы учесть фактическое содержание

остальных компонентов по лабораторному анализу, но при этом сохранить корректную концентрацию гидрокарбонат-ионов и pH, соответствующие термобарическим параметрам в ходе эксперимента.

Вода с скорректированным по лабораторному анализу компонентным составом с этапа 2.1 подвергалась модельному контакту с минералами из образцов пород через блок данных с ключевым словом EQUILIBRIUM_PHASES. Условия контакта соответствовали типовым условиям экспериментов в реакторах: 100 атм и 25 °С.

Мольный состав минералов исходно задавался пропорционально их процентному содержанию в керне по данным лабораторного анализа до взаимодействия с карбонизированной водой. В процессе настройки модели состав минералов корректировался следующим образом.

Корректировки заключались в уточнении мольной доли минеральных компонентов и их индексов насыщения (Saturation Indices). Настройка осуществлялась путем сравнения итогового смоделированного компонентного состава ионов в растворе и данных экспериментального анализа воды после взаимодействия с керном, при этом учитывались следующие факторы.

Во-первых, анализируемые в лаборатории части керна могли иметь небольшие отличия по составу от среднего состава керна, помещаемого в экспериментальную установку, в том числе содержать (или не содержать) некоторые включения неучтенных минералов.

Во-вторых, раствор в реакторе контактирует только с поверхностью пор и внешней поверхностью керна. Их средний минеральный состав может отличаться от среднего объемного состава керна.

В-третьих, поскольку моделировались равновесные геохимические процессы, в отдельных случаях требовалось ограничить участие минералов с большими характерными временами гидрогеохимических взаимодействий (например, кварца, пирита по сравнению с карбонатами и галитом). Непосредственный учет кинетики на данном этапе исследований не осуществлялся из-за значительного усложнения моделей и процесса их настройки на экспериментальные данные.

Этап 3.2 (дегазация воды из реактора). Установленный на этапе 3.1 состав водного раствора соответствует составу воды в реакторе при взаимодействии с породой при термобарических условиях эксперимента. На этапе 3.2 для сравнения с данными лабораторного анализа воды моделировалась его дегазация в процессе сепарации и отбора пробы для анализа, то есть на данном этапе дегазированная пластовая вода не находится в контакте с керном. В процессе дегазации не только снижалось содержание гидрокарбонат-ионов в растворе за счет выделения CO_2 в газовую фазу, но и происходили дополнительные процессы растворения/осаждения минералов с изменением компонентного состава воды. Полученный состав воды сравнивался с данными лабораторного анализа, и по итогам сравнения осуществлялась доработка модели с перерасчетом этапов 3.1 и 3.2.

Таким образом, разработанная поэтапная методика геохимического моделирования учитывает не только основные экспериментальные процессы, но и различие условий проведения экспериментов и отбора проб воды на анализ. Схематично методика представлена на рис. 2.

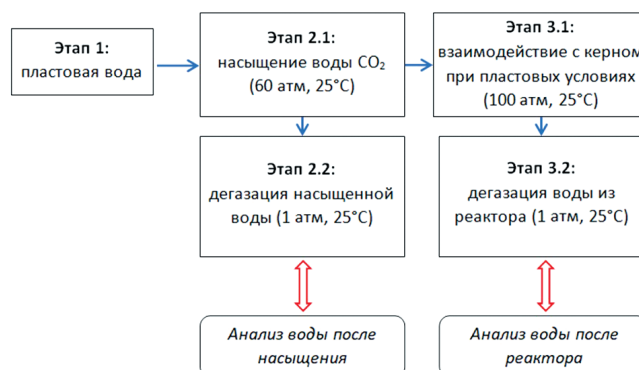


Рис. 2. Поэтапная методика моделирования экспериментов по взаимодействию воды с CO_2 и минералами породы

Результаты и их обсуждение

На примере одного из лабораторных экспериментов опишем процедуру проведения модельно-аналитического анализа и полученные результаты.

В рассматриваемом эксперименте использован кернаый материал песчаника из водонасыщенного интервала. Результаты лабораторного анализа составов исходной пластовой воды и воды после насыщения представлены в табл. 1.

После насыщения пластовой воды диоксидом углерода в лабораторном эксперименте отмечено закономерное повышение содержания гидрокарбонат-ионов в воде и снижение pH. При этом наблюдается некоторое снижение концентрации ионов кальция, магния и хлора при сохранении натрия и калия, что может свидетельствовать о нефиксируемом выпадении солей (карбонатов и хлоридов). По концентрации сульфат-анионов значительных изменений не наблюдается.

После этапа насыщения растет содержание железа в воде. Отметим, что содержание общего железа в воде для представленного в настоящей статье эксперимента определялось по методике измерения массовой концентрации общего железа фотометрическим методом с сульфосалициловой кислотой. Недостатком данного метода является негативное влияние содержания органических веществ в пластовой воде и собственной окраски раствора (при контакте с воздухом железо Fe^{2+} переходит в форму Fe^{3+} , которая дает желтый окрас). Для дальнейших экспериментов содержание общего железа определялось методом атомно-эмиссионной спектроскопии в индуктивно

Компоненты	Пластовая вода, г/л	Вода после насыщения, г/л
HCO_3^-	0,112	0,136
SO_4^{2-}	0,712	0,794
Cl	172,61	170,14
Ca^{2+}	15,65	14,04
Mg^{2+}	4,83	4,50
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	115,96	115,54
Железо общее, мг/дм ³	0,0048	0,0176
pH (при 20,2°C)	6,01	4,75
Минерализация, г/дм ³	309,87	305,14

Табл. 1. Результаты лабораторного анализа составов пластовой воды до и после контакта с углекислым газом

Компоненты	Пластовая вода, г/л	Вода после насыщения, г/л	Вода после контакта с минералами, г/л
Железо общее	0,00134	0,00153	0,00645

Табл. 2. Результаты определения содержания железа методом атомно-эмиссионной спектроскопии для одного из экспериментов

связанной плазме. Метод позволяет избежать негативного влияния органических примесей и собственной окраски раствора. В табл. 2 представлены результаты анализа содержания общего железа для одного из экспериментов с помощью указанного метода. Видно, что на этапе насыщения воды диоксидом углерода отсутствуют значительные изменения по железу, тогда как после взаимодействия с керном содержание железа кратно возрастает.

Таким образом, рост содержания общего железа после этапа насыщения воды углекислым газом связан с недостатками выбранного метода определения, а не с реальными процессами в эксперименте. Это также подтверждается отсутствием признаков возможного повреждения внутренней поверхности ячейки рекомбинации, в которой осуществляется насыщение пластовой воды. В то же время регистрируемые изменения по железу на этапе взаимодействия с керном частично (на качественном уровне) связаны с геохимическими процессами в эксперименте.

В качестве вводных параметров для гидрогеохимического симулятора брались компонентный состав пластового раствора и уровень pH, полученные из лабораторных анализов (столбец 2 табл. 1). Для раздельного задания ионов Na^+ и K^+ их сумма разбивалась согласно типичному содержанию в пластовых водах в соотношении 60/40. Далее производилось моделирование взаимодействия пластовой воды с углекислым газом при давлении

насыщения 60 атм и температуре 25 °С. Сравнительные результаты взаимодействия пластового раствора с CO_2 показаны в табл. 3.

Как видно из табл. 3, модельный состав воды сильно отличается от экспериментального по содержанию ионов HCO_3^- и pH, так как относится к условиям контакта с диоксидом углерода при 60 атм. Для корректного сравнения его с экспериментальным составом воды после насыщения CO_2 в симуляторе производилось моделирование процедуры дегазации до атмосферного давления (этап 2.2). Скорректированные данные взаимодействия пластового раствора с CO_2 в экспериментальном исследовании и моделировании представлены в табл. 4.

Приведение модельной смеси к атмосферному давлению позволяет воспроизвести экспериментальные значения по содержанию HCO_3^- за счет дегазации углекислого газа из раствора, при этом также улучшается соответствие и по pH.

В сравнении с экспериментальным составом, модельные расчеты взаимодействия пластовой воды с диоксидом углерода не показывают существенных изменений по содержанию других ионов, кроме гидрокарбонат-ионов (табл. 4). Однако из данных экспериментального анализа видно некоторое уменьшение содержания в воде ионов Ca^{2+} , Cl^- , Mg^{2+} , Na^+ и K^+ , что может свидетельствовать, как говорилось выше, о выпадении солей (карбонатов и хлоридов) при смещении ионного равновесия из-за растворения CO_2 . Возможность симулятора прогнозировать изменение концентраций ионов в растворе за счет образования тех или иных минеральных компонентов необходимо активировать путем задания соответствующих минералов в твердой фазе с нулевым молярным содержанием, с последующей настройкой расчета их осаждения. Без дополнительной активации процесс насыщения воды углекислым газом при моделировании

Компоненты	Начальный пластовый состав, г/л	Экспериментальный состав, г/л	Модельный состав, г/л
HCO_3^-	0,112	0,136	22,429
SO_4^{2-}	0,712	0,794	0,712
Cl^-	172,61	170,14	172,61
Ca^{2+}	15,65	14,03	15,65
Mg^{2+}	4,83	4,50	4,83
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	115,96	115,54	115,74
Железо общее, г/дм ³	0,0048	0,0176	0,0048
pH	6,01	4,75	2,74

Табл. 3. Результаты лабораторного анализа и модельных расчетов (этап 2.1) состава пластовой воды после насыщения углекислым газом

Компоненты	Начальный пластовый состав, г/л	Экспериментальный состав, г/л	Модельный состав, г/л
HCO_3^-	0,112	0,136	0,140
SO_4^{2-}	0,712	0,794	0,712
Cl^-	172,61	170,14	172,62
Ca^{2+}	15,65	14,04	15,65
Mg^{2+}	4,83	4,50	4,83
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	115,96	115,54	115,74
Железо общее, г/дм ³	0,0048	0,0176	0,0048
pH	6,01	4,75	5,22

Табл. 4. Состав пластовой воды после контакта с CO_2 в лабораторном анализе и модельном расчете (этап 2.2)

симулятором PHREEQC затрагивает только содержание в растворенном виде ионов HCO_3^- .

Для устранения данного несоответствия на следующем шаге моделировании (взаимодействие насыщенной воды с минералами, этап 3.1) в качестве входного использовался «гибридный» (скорректированный) состав раствора (табл. 5). Содержание иона HCO_3^- и pH принимались в соответствии с модельно полученной насыщенной водой при 60 атм (последний столбец табл. 3), а содержание ионов SO_4^{2-} , Cl^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ – из экспериментального состава воды после насыщения (третий столбец табл. 3 и 4). Полученный «гибридный» состав насыщенной пластовой воды проходил проверку повторной процедурой дегазации (повторение этапа 2.2) в симуляторе и показал отличную сходимость результатов с данными экспериментального анализа воды после насыщения.

«Гибридный» состав раствора использовался для моделирования взаимодействия карбонизированной пластовой воды с минеральным составом керна образца при 100 атм и 25 °С (этап 3.1). Результаты расчетов показали большую активность процессов растворения и осаждения минералов с перераспределением ионов в составе раствора. Для корректного сравнения решения модельной задачи с лабораторным составом воды после реактора необходимо снова произвести расчетную операцию дегазации водной фазы до атмосферных условий (этап 3.2). Сопоставление экспериментального, модельного (без дегазации, 100 атм, этап 3.1) и модельного дегазированного (1 атм, этап 3.2) составов раствора представлено в табл. 6.

Как видно из табл. 6, по расчетам в симуляторе больше всего подвергаются изменениям концентрации ионов HCO_3^- , Cl^- , Ca^{2+} , Na^+ и K^+ . При этом результаты моделирования даже после процедуры дегазации (этап 3.2)

не повторяют экспериментальные данные. Следовательно, задание входного минерального состава и активности минералов для этапов 3.1–3.2 нуждается в некоторой корректировке. Корректировка осуществлялась за счет уточнения мольной доли минеральных компонентов, участвующих во взаимодействии с карбонизированной водой, и их индексов насыщения. В отдельных экспериментах также осуществлялось добавление не выявленных в ходе лабораторного анализа, но отмеченных в других исследованных образцах минералов, от наличия которых сильно зависела итоговая минерализация раствора.

Как отмечалось, данный подход обоснован тем, что средний состав керна материала, помещенного в реактор экспериментальной установки, имеет некоторые отличия от анализируемых в лаборатории частей керна, причем как по процентному составу выявленных минералов, так и по содержанию включений других минералов. Как показали результаты расчетов, это может существенно влиять на итоговую сходимость экспериментальных и модельных данных.

Корректировка мольных долей твердых фаз и их индексов насыщения позволяет также ограничивать или усиливать интенсивность растворения/осаждения того или иного минерального комплекса, чтобы учесть временной фактор. Экспериментальная выдержка керна с раствором происходила на периодах около одного месяца. Это достаточно с точки зрения характерного времени геохимического взаимодействия с водой для одних минералов (карбонатов, галита), но практически не позволяет оценить такое взаимодействие для других (кварца, глинистых минералов). Программный симулятор в режиме равновесного расчета не учитывает кинетику и показывает

Компоненты	Экспериментальный состав, г/л	Модельный состав, г/л	«Гибридный» состав, г/л
HCO_3^-	0,136	22,43	22,43
SO_4^{2-}	0,794	0,712	0,794
Cl^-	170,14	172,62	170,14
Ca^{2+}	14,04	15,65	14,04
Mg^{2+}	4,50	4,83	4,50
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	115,54	115,74	115,54
Железо общее, г/дм ³	0,0176	0,0048	0,0176
pH	4,75	2,74	2,74

Табл. 5. Составы насыщенной пластовой воды перед взаимодействием с минералами

Компоненты	Гибридный начальный состав, г/л	Экспериментальный состав, г/л	Итоговый модельный состав (этап 3,1), г/л	Итоговый модельный дегазированный состав (этап 3,2), г/л
HCO_3^-	22,43	1,17	28,53	0,30
SO_4^{2-}	0,794	0,731	0,794	0,794
Cl^-	170,14	163,65	173,68	171,98
Ca^{2+}	14,04	15,01	18,04	16,87
Mg^{2+}	4,50	4,69	4,50	4,49
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	115,54	113,12	112,84	111,74
Железо общее, г/дм ³	0,0176	0,0320	0,0176	0,0176
pH	2,74	5,96	3,87	5,13

Табл. 6. Сравнение экспериментального, модельного (этап 3.1) и модельного дегазированного (этап 3.2) составов воды после взаимодействия с минералами

равновесные концентрации, не достижимые для «медленных» минералов в реальном эксперименте.

Отметим, что производимые корректировки минерального состава породы осуществлялись перед этапом 3.1 и не нарушали поэтапную методику, используемую для корректного сравнения результатов моделирования с данными лабораторных анализов.

Проиллюстрируем принцип корректировки входного минерального состава для этапа 3.1 на примере рассматриваемого эксперимента. Он основывается на сравнении экспериментального состава водного раствора до и после контакта с минералами (табл. 7).

Во-первых, наблюдается кратное увеличение содержания гидрокарбонат-ионов (HCO_3^-) и соответствующее увеличение по ионам кальция, что свидетельствует о процессах растворения кальцита (CaCO_3). Его содержание в экспериментальном керновом материале, по-видимому, чуть больше измеренного на анализируемом образце керна.

Во-вторых, итоговое (после контакта с минералами) уменьшение содержания ионов хлора и натрия-калия говорит об интенсивном процессе образования галита (NaCl), что также нужно учесть в модельном расчете за счет правильного задания индекса насыщения.

В-третьих, увеличение содержания общего железа может указывать на присутствие в породе и участие в процессах растворения железосодержащего минерала, например пирита (FeS_2), часто встречающегося в измеренных минеральных составах для других экспериментов.

Требуется также корректировка мольного содержания каолинита, явным образом не влияющий на образование или уменьшение концентрации содержащихся в его составе компонентов в воде, но активно воздействующий на общий баланс катионов модельного раствора.

Компоненты	Состав до контакта с минералами, г/л	Состав после контакта с минералами, г/л
HCO_3^-	0,136	1,17
SO_4^{2-}	0,794	0,731
Cl^-	170,14	163,65
Ca^{2+}	14,04	15,01
Mg^{2+}	4,50	4,68
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	115,54	113,12
Железо общее, г/дм ³	0,0176	0,0320
pH	4,75	5,96

Табл. 7. Экспериментальный состав водного раствора до и после контакта с минералами

После внесения указанных корректировочных поправок в мольное содержание минералов (табл. 8) и их индексы насыщения в программном комплексе PHREEQC удалось достаточно хорошо воспроизвести экспериментальные результаты, что отражено в табл. 9.

Таким образом, внесение поправочных корректировок в начальное мольное содержание минералов и учет их индексов насыщения позволяет получить хорошую сходимость результатов экспериментального и модельного расчетов (с учетом дегазации на этапе 3.2). В представленном эксперименте успешная настройка была достигнута за счет небольшого изменения в мольных содержаниях кальцита и каолинита, добавления в состав пирита, а также корректировки индекса насыщения галита.

Настроенная в рамках поэтапной методики модель не только воспроизводит итоговые результаты экспериментов, но и отражает тенденции поведения состава раствора на каждом из этапов. В частности, отдельно выявляются закономерности изменений минерального состава и pH раствора после взаимодействия с образцами пород в пластовых условиях (реактор, 100 атм) и на стадии дегазации и подготовки пробы для анализа (1 атм, контакт с воздухом). С точки зрения промысловых условий этап 3.1 соответствует взаимодействию закачанного в пласт CO_2 с пластовой водой и породой коллектора, этап 3.2 – поведению добываемого водного раствора в стволе и на устье скважины по мере снижения давления.

В частности, для рассмотренного эксперимента с песчаником на стадии контакта минералов с карбонизированной пластовой водой (этап 3.1) происходит активное растворение кальцита и галита, модель также прогнозирует растворение каолинита. На стадии дегазации (этап 3.2) активно идут обратные процессы осаждения галита и кальцита. Мусковит на обоих этапах имеет тенденцию к осаждению, причем более интенсивно на стадии контакта породы с насыщенным CO_2 раствором при пластовых условиях (этап 3.1). Пирит, напротив, интенсивно растворяется только на стадии дегазации (этап 3.2).

Итоговый экспериментальный состав водного раствора связан с наложением процессов, выявленных на основании этапов 3.1 и 3.2 моделирования: это осаждение галита, растворение пирита, а также комплексные процессы ионного обмена кальцита, каолинита и мусковита.

Заключение

Таким образом, на основании вышесказанного можно сделать следующие выводы.

Предложенная поэтапная методика моделирования взаимодействия «пластовая вода – CO_2 – порода» (рис. 2) с применением гидрогеохимического симулятора

Компонент	Формула	Начальный модельный состав, моль	Скорректированный модельный состав, моль
Calcite (кальцит)	CaCO_3	0,1	0,5
Kaolinite (каолинит)	$\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$	0,2	0,1
Halite (галит)	NaCl	0,1	0,1
Quartz (кварц)	SiO_2	9,3	9,0
Muscovite (мусковит)	$\text{KAl}_3\text{Si}_3\text{O}_{10}(\text{OH})_2$	0,3	0,3
Pyrite (пирит)	FeS_2	отсутствует	0,0005

Табл. 8. Входной минеральный состав на этапе 3.1 моделирования до и после его корректировки

Компоненты	Модельный состав до выдержки с керном, г/л	Экспериментальный состав после выдержки с керном, г/л	Итоговый модельный состав (100 атм, этап 3,1), г/л	Итоговый модельный состав (1 атм, этап 3,2), г/л
HCO ₃ ⁻	22,43	1,17	29,04	1,00
SO ₄ ²⁻	0,794	0,731	0,794	0,890
Cl ⁻	170,14	163,65	173,68	163,58
Ca ²⁺	14,04	15,01	18,38	15,93
Mg ²⁺	4,50	4,69	4,50	4,49
Na ⁺ +K ⁺	115,74	113,12	115,42	108,87
Железо общее, г/дм ³	0,0176	0,0320	0,0176	0,0455
pH	2,74	5,96	4,34	5,84

Табл. 9. Сравнение экспериментального и модельных составов раствора до и после взаимодействия с минералами

PHREEQC позволяет с хорошей точностью воспроизводить экспериментальные результаты и анализировать соответствующие им физико-химические явления. Обеспечивается корректная интерпретация лабораторных данных, используемых в качестве входных параметров для настройки модели. При этом необходимо моделировать не только основные исследуемые процессы, но и вспомогательные, обусловленные спецификой лабораторных анализов.

Для корректного сравнения модельных и экспериментальных составов на разных этапах исследований необходимо приводить модельные растворы расчетным путем к условиям отбора проб и проведения лабораторных анализов, осуществляя дегазацию до атмосферного давления. Это позволяет исключить повышенное содержание гидрокарбонат-ионов и получить полную картину растворения/осаждения минеральных компонентов на соответствующей стадии эксперимента. Неучет данного фактора при сравнении лабораторных и модельных результатов приводит к ошибочному переносу всех наблюдаемых в эксперименте эффектов на пластовые условия.

Гидрогеохимическое моделирование является обязательным инструментом для исследования поведения растворов и минералов при высоких (пластовых) термобарических условиях. При экспериментальных исследованиях измерения компонентного состава раствора доступны только в атмосферных условиях. Лабораторные анализы используются для калибровки модели по результатам расчета этапов, моделирующих отбор проб с дегазацией.

В частности, моделирование контакта карбонизированной пластовой воды с минералами пород в проведенных исследованиях при 100 атм демонстрирует активные процессы растворения кальцита, галита, доломита, в отдельных случаях гипса и выпадения в осадок мусковита. При этом содержание пирита не претерпевает значительных изменений относительно начальных концентраций. При последующем моделировании дегазации раствора до 1 атм могут происходить как обратные процессы выпадения в осадок кальцита и галита, так и дальнейшее растворение доломита. На стадии дегазации также отмечается активное растворение пирита, не проявляющееся при высоких термобарических условиях.

Если стадия взаимодействия карбонизированной пластовой воды с минералами при высоком давлении соответствует пластовым процессам, то стадия дегазации раствора частично отражает возможные процессы в стволах и на устьях скважин при снижении давления.

Результаты настройки модельных расчетов на экспериментальные данные подтверждают существенное влияние различия минерального состава образцов горной породы, взятых из одного интервала. Влияние также оказывают различная скорость растворения минералов и контакт раствора в порах коллектора только с минералами на поверхности. Обоснованные корректировки минерального состава твердой фазы, контактирующей с карбонизированным водным раствором, позволяют воспроизводить основные эффекты, наблюдаемые в экспериментах.

Дальнейшее уточнение предложенной методики гидрогеохимического моделирования с настройкой на лабораторные эксперименты целесообразно в следующих направлениях:

- непосредственное моделирование выпадения осадка с изменением состава раствора по всем компонентам на этапе насыщения пластовой воды диоксидом углерода;
- явный учет кинетики взаимодействия водного раствора с различными минералами.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена в рамках исследований АГТУ ВШН по заказу ПАО «Татнефть» и выполнения Государственного задания ИПНГ РАН (тема 122022800272-4).

Авторы выражают признательность Е.В. Кортуну (вед. инженеру кафедры гидрогеологии геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова) за консультацию по моделированию в пакете PHREEQC.

Литература

- Гарифуллина Ч.А., Индрупский И.М., Ибрагимов И.И., Лутфуллин А.А., Закиев Б.Ф., Ахметзянов Ф.М., Климов Д.С. (2024). Экспериментальное исследование геохимического взаимодействия углекислого газа с пластовой водой и породой водонасыщенных и нефтенасыщенных горизонтов. *Георесурсы*, 26(4). <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.1>
- Череповицын А.Е., Сидорова К.И., Смирнова Н.В. (2013). Целесообразность применения технологий секвестрации CO₂ в России. *Нефтегазовое дело*, (5), с. 459–473.
- Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Jiang R., Bakhtiyarov S. (2014). Высокоэффективная технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на основе внутрипластовой генерации CO₂. *Нефтяное хозяйство*, (5), с. 90–95.
- Appelo C.A.J., Parkhurst D.L., Post V.E.A. (2014). Equations for calculating hydrogeochemical reactions of minerals and gases such as CO₂ at high pressures and temperatures. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 125, pp. 49–67. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2013.10.003>
- Bakhtiyarov S.I., Shakhverdiyev A.K., Panakhov G.M., Abbasov E.M. (2006a). Oil Recovery by In-Situ Gas Generation: Volume and Pressure

Measurements. *Proceedings of the ASME 2006 2nd Joint U.S.-European Fluids Engineering Summer Meeting Collocated With the 14th International Conference on Nuclear Engineering*. Vol. 1: Symposia, Parts A and B, pp. 1487–1492. <https://doi.org/10.1115/FEDSM2006-98359>

Bakhtiyarov S.I., Shakhverdiev A.K., Panakhov G.M., Abbasov E.M., Siginer D. (2006b). In-Situ Carbon Dioxide Generation for Oil Recovery: Experimental Study of Pressure and Temperature Variations during Stoichiometric Reaction. *Proceedings of the ASME 2006 International Mechanical Engineering Congress and Exposition. Fluids Engineering*. pp. 895–898. <https://doi.org/10.1115/IMECE2006-15708>

Charlton S.R., Parkhurst D.L. (2011). Modules based on the geochemical model PHREEQC for use in scripting and programming languages. *Computers & Geosciences*, 37(10), pp. 1653–1663. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2011.02.005>

Kohler E., Parra T., Vidal O. (2009). Clayey cap-rock behavior in H₂O–CO₂ media at low pressure and temperature conditions: An experimental approach. *Clays and Clay Minerals*, 57, pp. 616–637. <https://doi.org/10.1346/CCMN.2009.0570509>

Metz B., Davidson O., de Coninck H.C., Loos M., Meyer L.A. (2005) IPCC special report on carbon dioxide capture and storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change: Cambridge University Press, UK and New York, NY, USA, p. 431.

Parkhurst D.L., Appelo C.A.J. (2013). Description of input and examples for PHREEQC version 3: A computer program for speciation, batch-reaction, one-dimensional transport, and inverse geochemical calculations. U.S. Geological Survey, xx, 497 p. <https://doi.org/10.3133/tm6A43>

Pruess K., Garcia J., Kovscek T., Oldenburg C., Rutqvist J., Steefel C., Xu T. (2002). Intercomparison of numerical simulation codes for geologic disposal of CO₂. Lawrence Berkeley National Laboratory, 105 p. <https://escholarship.org/uc/item/9jt1t30f>

Shao Q., Matthai S., Driesner T., Gross L. (2021). Predicting plume spreading during CO₂ geo-sequestration: benchmarking a new hybrid finite element-finite volume compositional simulator with asynchronous time marching. *Computational Geosciences*, 25, pp. 299–323. <https://doi.org/10.1007/s10596-020-10006-1>

The Global Status of CCS: 2019. (2019). Global CCS Institute, 46 pp. URL: https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2019/12/GCC_GLOBAL_STATUS_REPORT_2019.pdf

Сведения об авторах

Дмитрий Сергеевич Климов – кандидат техн. наук, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

e-mail: klimov_ds@ipng.ru

Илья Михайлович Индрупский – доктор техн. наук, профессор РАН, главный научный сотрудник, заместитель директора по научной работе, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Чулпан Айдаровна Гарифуллина – инженер лаборатории Инновационного нефтегазового недропользования Центра научно-технических исследований, аспирант, Альметьевский государственный технологический университет

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Ильдар Ильясович Ибрагимов – кандидат техн. наук, доцент кафедры геологии, заведующий лабораторией Инновационного нефтегазового недропользования Центра научно-технических исследований, Альметьевский государственный технологический университет

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Азат Абузарович Лутфуллин – заместитель начальника департамента разработки месторождений, СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Индустриальная, д. 28/1

Булат Флусович Закиев – начальник управления разработки месторождений департамента разработки месторождений, СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Индустриальная, д. 28/1

Фаниль Муктасимович Ахметзянов – начальник отдела разработки управления по добыче сверхвязкой нефти, СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Индустриальная, д. 28/1

Статья поступила в редакцию 06.10.2023;

Принята к публикации 03.05.2024;

Опубликована 30.06.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Modeling of Hydrogeochemical Processes of Carbon Dioxide Interaction with Formation Water and Rock Minerals During Enhanced Oil Recovery and Underground Storage

D.S. Klimov^{1*}, I.M. Indrupskiy¹, Ch.A. Garifullina², I.I. Ibragimov², A.A. Lutfullin³, B.F. Zakiev³, F.M. Akhmetzyanov³

¹Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

²Almetyevsk State Technological University «Petroleum High School», Almetyevsk, Russian Federation

³Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation

*Corresponding author: Dmitry S. Klimov, e-mail: klimov_ds@ipng.ru

Abstract. Application of hydrogeochemical modeling using PHREEQC software to study interaction of formation water, carbon dioxide and reservoir rock minerals during CO₂ injection for enhanced oil recovery or underground storage is discussed. Hydrogeochemical modeling is a powerful tool to evaluate the physicochemical processes occurring in

the “gas phase – aqueous solution – solid phases” system depending on initial parameters such as temperature, pressure and reactant concentrations. The use of hydrogeochemical simulators provides a wide range of opportunities to analyze the processes of dissolution and precipitation of minerals, changes in the ionic composition and pH of the solution, which

can affect the efficiency of CO₂ injection, fluid flow, well and equipment operation. A step-by-step method for modeling interactions in the “formation water – CO₂ – rock” system using the PHREEQC hydrogeochemical simulator provides good reproducing accuracy for the results of laboratory experiments and analysis of their correspondence to the processes occurring under different conditions. The obtained results are useful for optimization of oil and gas production processes involving carbon dioxide, planning and stability assessment of underground carbon dioxide storage facilities and other geological applications.

Keywords: hydrogeochemical modeling, PHREEQC, formation water, carbon dioxide, carbonic acid, carbonized water, minerals, underground storage, injection into the reservoir

Recommended citation: Klimov D.S., Indrupskiy I.M., Garifullina Ch.A., Ibragimov I.I., Lutfullin A.A., Zakiev B.F., Akhmetzyanov F.M. (2024). Modeling of Hydrogeochemical Processes of Carbon Dioxide Interaction with Formation Water and Rock Minerals During Enhanced Oil Recovery and Underground Storage. *Georesursy = Georesources*, 26(2), pp. 114–123. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.2.10>

Acknowledgements

The study was carried out within the framework of joint research of ASTU PHS and PJSC Tatneft, and fulfillment of the State assignment of OGRI RAS (topic 122022800272-4).

The authors are grateful to E.V. Kortunov (leading engineer of the Department of Hydrogeology, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University) for consultations on modeling in PHREEQC.

References

- Appelo C.A.J., Parkhurst D.L., Post V.E.A. (2014). Equations for calculating hydrogeochemical reactions of minerals and gases such as CO₂ at high pressures and temperatures. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 125, pp. 49–67. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2013.10.003>
- Bakhtiyarov S.I., Shakhverdiyev A.K., Panakhov G.M., Abbasov E.M. (2006a). Oil Recovery by In-Situ Gas Generation: Volume and Pressure Measurements. *Proceedings of the ASME 2006 2nd Joint U.S.-European Fluids Engineering Summer Meeting Collocated With the 14th International Conference on Nuclear Engineering*. Vol. 1: Symposia, Parts A and B, pp. 1487–1492. <https://doi.org/10.1115/FEDSM2006-98359>
- Bakhtiyarov S.I., Shakhverdiyev A.K., Panakhov G.M., Abbasov E.M., Siginer D. (2006b). In-Situ Carbon Dioxide Generation for Oil Recovery: Experimental Study of Pressure and Temperature Variations during Stoichiometric Reaction. *Proceedings of the ASME 2006 International Mechanical Engineering Congress and Exposition. Fluids Engineering*. pp. 895–898. <https://doi.org/10.1115/IMECE2006-15708>
- Charlton S.R., Parkhurst D.L. (2011). Modules based on the geochemical model PHREEQC for use in scripting and programming languages. *Computers & Geosciences*, 37(10), pp. 1653–1663. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2011.02.005>
- Cherepovitsyn A.E., Sidorova K.I., Smirnova N.V. (2013). CCS technologies and feasibility of their application CO₂ in Russia. *Neftegazovoe delo = Petroleum Engineering*, 5, pp. 459–473. (In Russ.)
- Garifullina Ch.A., Indrupskiy I.M., Ibragimov I.I., Lutfullin A.A., Zakiev B.F., Akhmetzyanov F.M., Klimov D.S. (2024). Experimental study of geochemical interaction of carbon dioxide with formation water and rock of water-saturated and oil-saturated horizons. *Georesursy = Georesources* 26(4). (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.1>

Kohler E., Parra T., Vidal O. (2009). Clayey cap-rock behavior in H₂O–CO₂ media at low pressure and temperature conditions: An experimental approach. *Clays and Clay Minerals*, 57, pp. 616–637. <https://doi.org/10.1346/CCMN.2009.0570509>

Metz B., Davidson O., de Coninck H.C., Loos M., Meyer L.A. (2005) IPCC special report on carbon dioxide capture and storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change: Cambridge University Press, UK and New York, NY, USA, p. 431.

Parkhurst D.L., Appelo C.A.J. (2013). Description of input and examples for PHREEQC version 3: A computer program for speciation, batch-reaction, one-dimensional transport, and inverse geochemical calculations. U.S. Geological Survey, xx, 497 p. <https://doi.org/10.3133/tm6A43>

Pruess K., Garcia J., Kovscek T., Oldenburg C., Rutqvist J., Steefel C., Xu T. (2002). Intercomparison of numerical simulation codes for geologic disposal of CO₂. Lawrence Berkeley National Laboratory, 105 p. <https://escholarship.org/uc/item/9jt1t30f>

Shakhverdiyev A.Kh., Panahov G.M., Abbasov E.M., Jiang R., Bakhtiyarov S. (2014). High efficiency EOR and IOR technology on in-situ CO₂ generation. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 5, pp. 90–95. (In Russ.)

Shao Q., Matthai S., Driesner T., Gross L. (2021). Predicting plume spreading during CO₂ geo-sequestration: benchmarking a new hybrid finite element-finite volume compositional simulator with asynchronous time marching. *Computational Geosciences*, 25, pp. 299–323. <https://doi.org/10.1007/s10596-020-10006-1>

The Global Status of CCS: 2019. (2019). Global CCS Institute, 46 pp. URL: https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2019/12/GCC_GLOBAL_STATUS_REPORT_2019.pdf

About the Authors

Dmitry S. Klimov – Cand. Sci. (Engineering), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Sciences

3, Gubkin str., Moscow, 119333, Russian Federation
e-mail: klimov_ds@ipng.ru

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Engineering), Chief Researcher, Deputy Director for Science, Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Sciences

3, Gubkin str., Moscow, 119333, Russian Federation

Chulpan A. Garifullina – Engineer of the Innovative Oil and Gas Subsoil Use Laboratory of the Center for Scientific and Technical Research, Postgraduate Student, Almeteyevsk State Technological University «Petroleum High School»

2, Lenina str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Ildar I. Ibragimov – Cand. Sci. (Technical Sciences), Head of the Laboratory, Associate Professor, Almeteyevsk State Technological University «Petroleum High School»

2, Lenina str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

AAzat A. Lutfullin – Cand. Sci. (Engineering), Deputy Head of the Department of Field Development, Tatneft PJSC

75 Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Bulat F. Zakiev – Head of the Field Development Division of the Field Development Department, Tatneft PJSC

75 Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Fanil M. Akhmetzyanov – Head of the Development Unit of the Division of Ultra-Viscous Oil Production, Tatneft PJSC

75 Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

Manuscript received 6 October 2023;
Accepted 3 May 2024; Published 30 June 2024