ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

На правах рукописи

Новиков Дмитрий Анатольевич

Геохимия подземных вод нефтегазоносных отложений северных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна

АВТОРЕФЕРАТ диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук

1.6.6 - гидрогеология

Томск - 2025

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН)

Официальные оппоненты: Абукова Лейла Азретовна, доктор геологоминералогических наук, ФГБУН Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, г. Москва, заведующий лабораторией нефтегазовой геофлюидодинамики, главный научный сотрудник

> Вахромеев Андрей Гелиевич, доктор геологоминералогических наук, профессор, Иркутский филиал ООО «РН – Бурение», г. Иркутск, главный специалист геологического отдела

> **Плюснин Алексей Максимович**, доктор геологоминералогических наук, старший научный сотрудник, ФГБУН Геологический институт им. Н.Л. Добрецова Сибирского отделения Российской академии наук, г. Улан-Удэ, заведующий лабораторией гидрогеологии и геоэкологии, главный научный сотрудник

Защита состоится 20 мая в 14:00 часов на заседании диссертационного совета ДС.ТПУ.25 Национального исследовательского Томского политехнического университета по адресу: 634028, г. Томск, пр. Ленина, 2а, строение 5 (корпус 20, ауд. 504).



С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке Томского политехнического университета и на сайте dis.tpu.ru при помощи QR-кода.

Автореферат разослан «___» ____ 2025 г.

Ученый секретарь диссертационного совета ДС.ТПУ.25 доктор геолого-минералогических наук

Open J

Лепокурова Олеся Евгеньевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность. Настоящая работа посвящена решению фундаментальных вопросов гидрогеохимии – изучению геохимии, генезиса и механизмов формирования состава подземных вод крупных артезианских бассейнов. С начала поисковоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири накоплен огромный фактический материал. отражающий химический И газовый состав подземных вод. Гидрогеохимическим исследованиям районов северных Западно-Сибирского осадочного бассейна (ЗСОБ) посвящены многочисленные работы Г.Д. Гинсбурга, Ю.Г. Зимина, Г.А. Ивановой, А.А. Карцева, А.Э. Конторовича, Н.М. Кругликова, А.Р. Курчикова, В.М. Матусевича, Б.П. Ставицкого, О.Н. Яковлева и многих других.

Особенности геохимии подземных вод определяются палеогидрогеологической историей осадочного бассейна, составом водовмещающих пород, термобарическим режимом недр, процессами генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. Их современный химизм является продуктом длительной геологической эволюции захороненных сингенетичных вод. Изначальный состав формируется в разнообразных обстановках осадконакопления. Затем на стадиях диагенеза и катагенеза захваченные воды претерпевают значительные изменения, вовлекаясь во множество процессов, таких как: уплотнение осадков, элизионный водообмен, вертикальная и латеральная миграция, термодегидратация глинистых минералов и взаимодействие в системе «вода-порода-газ-органическое вещество». В этой связи наряду с составом растворенных вод всесторонне изучают их изотопный состав. Окончательное отнесение водного раствора к тому или иному генетическому типу происходит только после изучения изотопных отношений δD , $\delta^{18}O$, $\delta^{13}C$ и других.

В настоящей работе впервые на единой методической основе рассмотрены данные по изотопно-геохимическим особенностям подземных вод нефтегазоносных отложений широкого стратиграфического диапазона северных районов ЗСОБ, термобарическому режиму недр и процессам взаимодействия в системе «вода-породагаз» с учетом палеогидрогеохимических реконструкций.

Объектом исследований являются подземные воды нефтегазоносных отложений северных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна, где развит инверсионный тип вертикальной гидрогеохимической зональности, не укладывающийся в положения классической гидрогеологии, согласно которым с уменьшением степени водообмена величина общей минерализации подземных вод должна увеличиваться.

Цель работы. Установить изотопно-геохимические особенности подземных вод нефтегазоносных отложений северных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна, выполнить генетические реконструкции и выявить роль системы водапорода-газ-органическое вещество в процессах формирования их химического состава.

Основные задачи: 1) Рассмотреть особенности гидрогеологической стратификации и термобарического режима нефтегазоносных отложений. 2) Выявить характеристики гидрогеохимического поля и составить комплект карт общей минерализации подземных вод юрско-меловых водоносных комплексов. На единой особенности методической основе рассмотреть химического (макро-И микрокомпоненты – от Li до U), газового и изотопного (δD , $\delta^{18}O$, $\delta^{13}C$) состава вод нефтегазоносных отложений. 3) Выполнить периодизацию подземных

гидрогеологической истории и палеогидрогеохимические реконструкции с составлением комплекта карт. 4) Дать изотопно-геохимическую характеристику седиментогенных и древних инфильтрогенных вод. 5) Рассмотреть процессы взаимодействия в системе вода-порода, выявить контролирующие факторы вторичного минералообразования и составить схему гидрогенно-минеральных комплексов для зоны катагенеза северных районов ЗСОБ. 6) Выполнить оценку современного состояния нефтегазоносных систем методами расчета водно-газовых равновесий. Составить классификацию подземных вод по степени насыщения пластовых вод газами. Выявить характер физико-химических равновесий в системе вода-газ.

Фактичекский материал и личный вклад автора. В основу диссертационной материалы фондовых (ΠΓΟ «Уренгойнефтегазгеология», работы положены «Ямалнефтегазгеология», «Пурнефтегазгеология» и другие) и полевых исследований сотрудников ИНГГ СО РАН, в том числе, при личном участии автора (с 1997 по 2024 гг.) при выполнении госбюджетных и хоздоговорных работ. В целом база данных, флюиды нижнего гидрогеологического этажа северных характеризующая И арктических районов ЗСОБ, представлена 5603 анализами пластовых вод (включая изотопный состав Н, О и С в 225 пробах), 1707 анализами водорастворенных газов, более 3000 анализами свободных газов по 1984 залежам, 365 анализами нефтей и результатами испытания более 4000 объектов. Основные данные получены при совместных работах ИНГГ СО РАН с ПАО «Газпром», ПАО «Роснефть», ПАО «Газпромнефть», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «Лукойл» и другими. В рамках реализации совместных исследований с недропользователями, базовых бюджетных проектов ИНГГ СО РАН Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук РФ и многочисленных грантов РФФИ (18 грантов), РНФ (22-17-20029) были получены массивы уникальных данных.

Научная новизна работы: 1) В неокомском, верхнеюрском и нижнесреднеюрском водоносных комплексах отмечается присутствие обширных зон пьезоминимумов, протягивающихся вдоль основных очагов генерации нефти и газа (Большехетская и Карская мегасинеклизы), которые соотносятся с крупнейшими зонами нефтегазонакопления (Ванкоро-Сузунская, Бованенковская, Уренгойская и другие). 2) Анализ структуры геотермического поля выявил переход элизионной геостатической системы в элизионную термодегидратационную. 3) Показано распределение широкого спектра химических элементов (от Li до U) в подземных водах основных водоносных комплексов нижнего гидрогеологического этажа. 4) что главными факторами, определяющими инверсионный тип Установлено. вертикальной гидрогеохимической зональности в изучаемом регионе выступают: характер гидродинамического режима и степень гидрогеологической закрытости недр; обстановки седиментогенеза в разные геологические эпохи; геологическая эволюция системы вода – порода – газ – органическое вещество; наличие в разрезе вулканогенноосадочного комплекса триаса; вертикальная миграция рассолов из палеозойского фундамента в вышезалегающие отложения осадочного чехла. 5) Показано, что подземные воды нефтегазоносных отложений северных районов ЗСОБ находятся на начальной стадии метаморфизации (катагенетических изменений) химического состава. 6) Впервые составлен комплект палеогидрогеохимических карт северных районов ЗСОБ. Выполнен анализ изменения гидрогеохимического поля основных водоносных горизонтов с момента захоронения сингенетичных вод до настоящего времени. 7) Впервые изучен изотопный состав (δD , $\delta^{18}O$, $\delta^{13}C$) подземных вод нефтегазоносных отложений широкого стратиграфического диапазона (от сеномана до палеозоя). Полученные тренды изменения изотопного состава захороненных вод, а также величин дейтериевых эксцессов и кислородных сдвигов хорошо совпадают с предполагаемыми изменениями палеоклиматических условий исследованного региона и могут служить условным палеотермометром. 8) Создана концептуальная схема последовательной смены гидрогенно-минеральных комплексов в зоне катагенеза северных районов ЗСОБ. 9) С применением методов расчета водно-газовых равновесий выполнена оценка современного состояния нефтегазоносных систем северных районов ЗСОБ.

Практическая значимость. Результаты исследований использовались при написании более 20 отчетов по работам с ПАО «Газпром», ПАО «Роснефть», ПАО «Газпромнефть», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «Лукойл» и другими недропользователями. Практическая значимость исследований определяется использованием результатов исследований при оценке перспектив нефтегазоносности северных и арктических районов ЗСОБ на региональном, зональном и локальном уровнях, оценке подземных вод нефтегазоносных отложений для теплоэнергетических целей и в качестве гидроминерального сырья. Был выполнен комплекс работ, связанный с оценкой северных районов ЗСОБ для размещения углекислого газа в глубоких водоносных горизонтах (технологии CCS) и сопутствующих геохимических последствий этой деятельности.

Методы и подходы. Методической основой решения поставленных в работе задач является комплексный подход, объединяющий традиционные и современные прецизионные методы изучения вещества реальных геологических объектов с теоретическими методами термодинамических расчетов в системе вода-порода. Выявление механизмов формирования химического состава подземных вод проведено с учетом палеогидрогеологической истории и палеогидрогеохимических реконструкций нефтегазоносных отложений северных и арктических районов ЗСОБ, а также новейших изотопно-гидрогеохимических данных.

В работе использован подход, который развивал С.Л. Шварцев (Шварцев, 1991, 1992) и другие исследователи, основанный на теории геохимической самоорганизации сложных геологических объектов, важнейшей составляющей которых является вода-порода, находящаяся в состоянии непрерывного равновесносистема неравновесного эволюционного развития. В работе широко использована методика восстановления солевого состава вод древних морских и озерно-аллювиальных бассейнов основанная на палеогеографических реконструкциях и сравнительнолитологическом анализе с использованием естественно-исторического подхода (Садыкова, Новиков, 2010; Садыкова, 2016; Novikov et al., 2018). Изотопные отношения δD, δ¹⁸O, δ¹³C и другие являются единственными характеристиками вещественного состава природных вод, позволяющими изучать их историю прямыми методами. Именно поэтому их использование завоевало широкую популярность при исследовании динамики природных вод, их генезиса и гидрогеохимических эффектов при взаимодействии в системе вода-порода (Ферронский, Поляков, 2009).

Изучение взаимодействий в системе вода-порода-газ выполнено с применением термодинамических расчетов и соответствующих программных средств. Интерпретация получаемых при этом параметров выполнена на базе традиционных

гидрогеологических моделей изучаемых объектов. При решении поставленных задач использовался программный комплекс HG-32 (HydroGeo), разработанный М.Б. Букаты (Букаты, 2005).

Помимо создания электронного банка данных архивных материалов, лабораторное изучение химического и изотопного состава методами ионной хроматографии, масс-спектрометрическим методом с индуктивно связанной плазмой, атомно-эмиссионной спектрометрии с ИСП проводилось в Проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии Национального исследовательского Томского политехнического университета, лабораториях Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН и центра коллективного пользования Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН.

Достоверность научных результатов обеспечена использованием результатов более 5000 проб химических и более 250 проб изотопных анализов подземных вод, более 1700 анализов водорастворенных газов, более 3000 анализов свободных газов по 1984 залежам и результатами испытания более 4000 объектов; использованием новейших теоретических положений; апробацией основных научных положений на многочисленных российских и международных конференциях и публикацией в ведущих российских и зарубежных журналах; выполнением заданий базового бюджетного финансирования, проектов РФФИ и РНФ.

Апробация результатов. Отдельные разделы работы были доложены и обсуждены на конференциях и симпозиумах различного уровня: Всероссийской научной конференции «Фундаментальные, глобальные и региональные проблемы геологии нефти и газа» (2024 г., г. Новосибирск); Международном научном конгрессе «Интерэкспо ГЕО-Сибирь» (2008, 2010, 2010-2012, 2014–2024 гг., г. Новосибирск); Всероссийской научной конференции «Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами» (2012 г., г. Томск; 2015 г., г. Владивосток; 2018 г., г. Чита; 2020 г., Улан-Удэ; 2023 г., г. Томск); Всероссийской научной конференции «Успехи органической геохимии» (2022 г., г. Новосибирск); Всероссийском совещании по подземным водам Востока России «Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока» (2018 г., г. Новосибирск; 2021 г., г. Иркутск); Всероссийской научно-практической конференции «Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России» (2019-2020 гг., г. Якутск); Международном симпозиуме «Взаимодействие вода-порода» (International symposium «Water-Rock interaction») (2019 г., г. Томск); Всероссийской конференции «Полярная механика» (2018 г., г. Новосибирск) и ряде других конференций.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 193 работы, в том числе 80 статей в рецензируемых российских и зарубежных журналах из перечня ВАК.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, 6 глав, заключения и списка литературы, насчитывающего 806 наименования отечественных и зарубежных изданий. Материал диссертации изложен на 378 страницах, иллюстрирован 141 рисунками, содержит 26 таблиц.

В *первой главе* «Состояние изученности проблемы, фактический материал и методика исследований» приведены общие сведения о состоянии изученности и фундаментальных проблемах нефтегазовой гидрогеологии Западной Сибири, дана характеристика фактического материала и методов исследований. Во *второй главе* «Гидрогеология нефтегазоносных отложений» рассмотрены особенности

геологического строения, тектоники и нефтегазоносности, гидрогеологической стратификации юрско-мелового Показана разреза. роль элизионного И инфильтрационного водообмена при формировании структуры гидродинамического поля. Выявлена латеральная и вертикальная геотермическая зональность. На материалах первой и второй глав обосновывается первое защищаемое положение. В третьей главе «Геохимия подземных вод нефтегазоносных отложений» изучены химический и микрокомпонентный состав. Рассмотрено поведение радиоактивных элементов в системе вода-порода и доказана ториевая природа радиоактивности подземных вод. Выявлена вертикальная гидрогеохимическая зональность. На основе сравнительного анализа гидрогеохимии нефтегазоносных бассейнов Арктики установлена степень катагенетических изменений подземных вод. В четвертой главе «Эволюция гидрогеохимического поля нефтегазоносных отложений в мезозое» выполнены палеогидрогеохимические реконструкции и изучены новейшие изотопные данные по δ^{18} O, δ D, δ^{13} C подземных вод. Показаны изотопно-геохимические различия седиментогенных и древних инфильтрогенных вод. На материалах третьей и четвертой главы обосновывается второе зашишаемое положение. В пятой главе «Процессы взаимодействия в системе вода-порода» выполнены детальные расчеты степени насыщения подземных вод нефтегазоносных отложений относительно алюмосиликатных карбонатных минералов основных И И установлены контролирующие факторы аутигенного минералообразования. Впервые предложена модель последовательной смены гидрогенно-минеральных комплексов в зоне катагенеза для осадочных бассейнов, сформированных в условиях нормальной морской солености. На материалах пятой главы обосновывается третье защищаемое положение. В шестой главе «Оценка современного состояния нефтегазоносных систем методами расчета водно-газовых равновесий» выявлены геохимические особенности углеводородных залежей и водорастворенных газов. Рассмотрены теоретические предпосылки формирования залежей нефти и газа на современном этапе развития нефтегазоносных систем. На материалах шестой главы обосновывается четвертое защищаемое положение.

Благодарности. За важные наставления, пристальное внимание, обсуждение полученных результатов и критику автор глубоко благодарен своим учителям: академику РАН, профессору Алексею Эмильевичу Конторовичу; д.г.-м.н., профессору Степану Львовичу Шварцеву, д.г.-м.н., профессору Михаилу Болеславовичу Букаты и к.г.-м.н., доценту Юлии Григорьевне Копыловой. Особую благодарность за хочется постоянную поддержку выразить сотрудникам лаборатории всем гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири ИНГГ СО РАН – к.г.-м.н. Фоминой Я.В., к.г.-м.н. Сухоруковой А.Ф., к.г.-м.н. Юрчик И.И., Ватолиной И.В., Дульцеву Ф.Ф., Черных А.В., Максимовой А.А., Деркачеву А.С. и Яндоле Н.И. Искреннюю признательность за огромный аналитический труд последних лет автор выражает к.г.м.н. Хващевской А.А. и всему коллективу Проблемной научно-исследовательской гидрогеохимической лаборатории ТПУ. При работе над диссертацией большую помощь оказали советы и консультации по нефтяной геологии, стратиграфии, палеогеографии и геохимии – чл.-корр. РАН Каширцева В.А., чл.-корр. РАН Конторовича В.А., чл.-корр. РАН Бурштейна Л.М., чл.-корр. РАН Шурыгина Б.Н., д.г.м.н. Фомина А.Н., д.г.-м.н. Сенникова Н.В., д.г.-м.н. Шемина Г.Г., д.г.-м.н. Дзюбы О.С., д.г.-м.н. Филиппова Ю.Ф., к.г.-м.н. Вакуленко Л.Г., к.г.-м.н. Яна П.А., к.г.-м.н.

Рыжковой С.В., к.г.-м.н. Ершова С.В., к.г.-м.н. Фомина М.А., к.г.-м.н. Нехаева А.Ю., к.г.-м.н. Казаненкова В.А., к.г.-м.н. Костыревой Е.А., и к.г.-м.н. Фурсенко Е.А.; по изотопному составу подземных вод нефтегазоносных отложений – к.х.н. Пыряева А.Н. и по моделированию гидрогеохимических процессов – к.г.-м.н. Никитенкова А.Н. За дружескую поддержку на протяжении многих лет автор выражает искреннюю благодарность – к.г.-м.н. Жуковской Е.А., к.г.-м.н. Токареву Д.А., к.г.-м.н. Корнеевой Т.В., к.г.-м.н. Кох С.Н., к.г.-м.н. Житовой Л.М., к.г.-м.н. Вах Е.А., к.г.-м.н. Кононову А.М., к.г.-м.н. Рыбченко А.А., Борисову Е.В. и Завгородней Н.А.

ЗАЩИЩАЕМЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ИХ ОБОСНОВАНИЕ

Первое защищаемое положение. Основная особенность северных и арктических районов Западно-Сибирского осадочного бассейна заключается в широком развитии аномально высоких пластовых давлений (Ка до 2,21), как в юрских, так и в вышележащих, вплоть до неокомских, горизонтах. Обширные зоны пьезомаксимумов (Большехетская и Карская мегасинеклизы) на настоящем этапе развития водонапорной системы бассейна стали внутренними областями создания напоров вод (питания) с максимальной степенью гидрогеологической закрытости недр. Области пьезоминимумов, протягивающихся вдоль основных очагов генерации нефти и газа, соотносятся с крупнейшими зонами нефтегазонакопления (Ванкоро-Сузунская, Бованенковская, Уренгойская и другие). Элизионная литостатическая система с глубины 2-2,5 км начинает приобретать около черты элизионной термодегидратационной, что является следствием роста пластовых температур.

ЗСОБ региональными водоупорными толщами являются отложения В представленные нижнеолигоцен-туронского возраста, В основном глинами, аргиллитами и алевролитами, а также породы валанжина и верхней юры. Региональные водоупорные толщи делят его разрез на два гидрогеологических этажа (сверху вниз); 1) верхний – четвертичных и неоген-олигоценовых отложений и 2) нижний – меловых, юрских, триасовых отложений и образований палеозойского фундамента. Каждый гидрогеологический этаж подразделяется на водоносные комплексы (ВК). Опираясь на принятую гидрогеологическую стратификацию ЗСОБ (Гидрогеология..., 1970; Кругликов, Нелюбин, Яковлев, 1985; Назаров, 2004; Матусевич, 2005) и имеющиеся фактические данные по изучаемому региону, в пределах нижнего гидрогеологического этажа можно выделить пять ВК (сверху – вниз): апт-альб-сеноманский, неокомский, верхнеюрский, нижне-среднеюрский и триас-палеозойский (нерасчлененный). Все выделенные мезозойские комплексы сложены преимущественно проницаемыми песчано-алевролитовыми породами, которые разделяются алеврито-глинистыми водоупорами. От зоны активного водообмена (гипергенеза) вышеперечисленные комплексы изолированы надежным, выдержанным по простиранию туронолигоценовым водоупором. В северных районах ЗСОБ повсеместно развита мощная криогенная толща (до 600 м), которая выступает региональным водоупорным горизонтом. Ее возникновение до образования современных форм рельефа предопределило длительно существующие условия затрудненного водообмена на большей части территории. Частичное оттаивание многолетнемерзлых пород в пойме р. Пур, Таз, Енисей и др., под их руслом и крупными озерами, а также на участках,

приуроченных к тектоническим разломам, обуславливает в этих местах более активный водообмен.

Структура гидродинамического поля нефтегазоносных бассейнов формируется длительное время и тесно связана с геологической историей, процессами уплотнения осадков - осадочных пород и их постседиментационными преобразованиями, начиная с раннего диагенеза и заканчивая метаморфизмом. Основной гидродинамической особенностью северных районов ЗСОБ является широкое развитие на глубинах 2,8-6,0 км аномально высоких пластовых давлений (АВПД) как в юрских водоносных комплексах, так и в вышележащих горизонтах, вплоть до неокомских (рис. 1). С глубиной отчетливо выделяется две гидродинамические зоны (сверху-вниз): гидростатических и повышенных, переходящих в АВПД. К первой приурочены большинство водоносных горизонтов апт-альб-сеноманского ВК. В нижезалегающем неокомском ВК напряженность гидродинамического поля возрастает, и пластовые давления постепенно с повышенных переходят к АВПД в его нижних горизонтах. В юрских ВК в центральных районах изучаемой территории доминируют повышенные давления и АВПД, которые снижаются до гидростатических по мере приближения к периферии бассейна. Нижезалегающие доюрские ВК сильно различаются по величине пластовых давлений, так, для триасовых ярко выражены АВПД, а для палеозойских характерны нормальные (гидростатические) и повышенные давления.

распределения приведенных давлений пределах Анализ В апт-альбсеноманского ВК выявил обширные зоны пьезомаксимумов, приуроченные к наиболее погруженным территориям Среднепурского наклонного мегажелоба, Большехетской, Антипаютинско-Тадебеяхинской Карской Общий И мегасинеклиз. перепад приведенных давлений в пределах неокомского ВК достигает 28,0 МПа. Обширные высокоградиентные зоны пьезомаксимумов, выступающие в качестве внутренних областей питания подземных вод, трассируют наиболее погруженные территории Большехетской, Антипаютинско-Тадебеяхинской, Карской мегасинеклиз и Агапско-Енисейского желоба. В пределах верхнеюрского ВК обширные зоны пьезомаксимумов приурочены к границе глинизации оксфордского регионального резервуара в западных районах Надым-Тазовского междуречья и наиболее погруженным территориям Среднепурского наклонного мегапрогиба и Большехетской мегасинеклизы. Общий перепад приведенных давлений достигает 34,0 МПа. Рост приведенных давлений на границе глинизации проницаемых отложений говорит о надежном литологическом экране и возможности латеральной миграции флюидов с запада на восток в условиях элизионной водонапорной системы. Зоны основных пьезоминимумов также совпадают с контурами крупных зон нефтегазонакопления, например, с Харампурской в пределах Среднепурского наклонного мегажелоба и другими (Новиков, 2019). Анализ распределения приведенных давлений в пределах нижне-среднеюрского ВК (рис. 2) выявил обширные зоны пьезомаксимумов, которые совпадают с зонами развития АВПД. Общий перепад приведенных давлений достигает уже более 50 МПа, максимальные давления выявлены в пределах Карской (более 70 МПа) и Большехетской (свыше 80 МПа) мегасинеклиз. Можно констатировать факт водонапорной системе нижне-среднеюрского преобладания В ΒК реликтов гидродинамического эксфильтрационного режима, так как области многие повышенных давлений оказываются приуроченными к крупным отрицательным тектоническим элементам. Зоны основных пьезоминимумов совпадают с контурами крупных зон нефтегазонакопления, например, с Новопортовской – на севере, Харампурской – в центральных районах и другими.



Рисунок 1 – Изменение пористости песчаников/алевролитов (а) и глин/аргиллитов (б), пластовых давлений (в) и Ка (г) с глубиной в пределах северных районов ЗСОБ.

Кривые отжатия воды из уплотняющихся глин: І – по Дж. Барсту (1969); ІІ – по Е.А. Пери и Дж. Хауеру (1972). Стадии обезвоживания осадка: І – отжатие свободной воды, ІІ – начальная – отжатие 50% межслоевой воды на глубинах 2,0-2,7 км, ІІІ – промежуточная – отжатие еще 25% межслоевой воды на глубинах 2,7-3,5 км; ІV – заключительная – отжатие последних 25% на глубинах более 3,5 км.

в) Водоносные комплексы: 1 – апт-альб-сеноманский, 2 – неокомский, 3 – верхнеюрский, 4 – нижне-среднеюрский, 5 – триас-палеозойский.

г) Зоны пластовых давлений по величине Ка: 1 – пониженных (0,8-0,95); 2 – нормальных (0,95-1,05); 3 – повышенных (1,05-1,15); 4 – аномально-высоких (более 1,15).

Водонапорные системы апт-альб-сеноманского, неокомского, верхнеюрского и нижне-среднеюрского ВК в северных ЗСОБ, включающие прослеживаемые на значительной территории продуктивные пласты, являются изолированными друг от друга мощными флюидоупорами, что подтверждается полученными результатами. Их изолированность нарушается лишь на локальных участках, к которым приурочены системы многочисленных разломов и тектонических нарушений, либо развиты литологические окна. Даже в пределах одного комплекса гидродинамические условия меняются значительно, в их пределах выделяются гидродинамически изолированные блоки и участки.



Рисунок 2 – Распределение давлений, приведенных к отметке –5500 м, в нижнесреднеюрском водоносном комплексе северных районов ЗСОБ.

Зоны аномального давления (по величине Ка): 1 – аномально высокое; 2 – повышенное; 3 – тектонические элементы, отрицательные структуры 0 порядка: I – Карская мегасинеклиза, II – Агапско-Енисейский желоб, III – Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклиза, IV – Большехетская мегасинеклиза, V – Надымская гемисинеклиза, VI – Среднепурский наклонный мегажелоб, VII – Мансийская синеклиза; положительные структуры 0 порядка: VIII – Мессояхская наклонная гряда, IX – Хантейская гемиантеклиза; промежуточные: X – Южно-Карская мегаседловина, XI – Северо-Часельская седловина.

Гидродинамические аномалии пониженных давлений в пределах апт-альбсеноманского и неокомского ВК объясняются наличием в их разрезе уникальных и крупных по запасам газовых и газоконденсатных залежей, особенно в сеномане. Случаи повышенных и аномально высоких давлений в их пределах трактуются как признак высокой степени гидрогеологической закрытости недр, характеризующий элизионный литостатический и термодегидратационный (при росте пластовых температур до 80 - 100 °C) типы водонапорных систем. В исследуемом регионе развиты два типа природных водонапорных систем: элизионная во внутренних областях и инфильтрационная во внешних прибортовых. В неокомском, верхнеюрском и нижне-среднеюрском ВК отмечается присутствие обширных зон пьезоминимумов, протягивающихся вдоль основных очагов генерации нефти и газа (Большехетская и Карская мегасинеклизы), которые соотносятся крупнейшими с зонами нефтегазонакопления (Ванкоро-Сузунская, Бованенковская, Уренгойская и другие).

Второе защищаемое положение. Выполненный комплекс гидрогеохимических и палеогидрогеохимических реконструкций и изотопных исследований нефтегазоносных отложений убедительно доказывают доминирование в разрезе седиментогенных вод, главной чертой которых являются выраженные значения изотопных кислородных сдвигов относительно GMWL, в целом нарастающие с увеличением возраста водовмещающих отложений и достигающие 9 ‰. Разнообразный изотопный состав (δD от -120 до -50 ‰ и $\delta^{18}O$ от -17 до -2 ‰) указывает на отсутствие унифицированного механизма накопления вод и преобразования их изотопного состава в ходе геологической эволюции осадочного бассейна. Инверсионный тип вертикальной гидрогеохимической зональности связан с разбавлением седиментогенных вод древними инфильтрогенными, проникшими в эпохи регрессии морского бассейна, и в большей мере литогенными, поступившими в водоносные горизонты из водоупорных толщ при термодегидратации глинистых минералов в условиях элизионного водообмена.

В пределах изученных геологических структур выявлены подземные воды разного химического состава. Доминируют воды (по С.А. Щукареву) Cl Na, Cl-HCO3 Na и HCO_3 -Cl Na типов (рис. 3), в основном нейтральные и слабощелочные воды (pH 6,1-8,6) с восстановительной геохимической средой (Eh -360 – -150) и величиной общей минерализации, варьирующей в широком диапазоне от 2 до 63,3 г/дм³. Каждый из них имеет свои особенности в распределении основных солеобразующих макро- и микрокомпонентов, концентрации которых напрямую зависят от величины их минерализации (табл. 1). По мере ее роста происходит закономерное увеличение содержаний хлорид-иона, натрия, магния, кальция, калия, микрокомпонентов: брома, йода, бора, аммония и стронция. При минерализации вод 15 – 20 г/дм³ и более в них происходит снижение содержания гидрокарбонат-иона. Концентрации сульфат-иона в среднем не превышают 20 - 60 мг/л³, что связано с широко известным процессом его восстановления до сероводорода (Страхов, 1963; Шишкина, 1972): SO_4^{2-} $+2C_{op2}+2H_2O=2HCO_3^{-}+H_2S.$

Наиболее минерализованные седиментогенные воды характеризуют верхнеюрский ВК. Их минерализация в отдельных скважинах Известинского, Комсомольского и Губкинского месторождений достигает 63,3 г/дм³ (рис. 4). В нижнесреднеюрском ВК наиболее минерализованные воды до 55 г/дм³ установлены в среднеюрских горизонтах Малыгинского месторождения на севере полуострова Ямал (Новиков, 2018; Novikov, 2020).

В вышезалегающих апт-альб-сеноманском и неокомском ВК воды имеют преимущественно Cl Na, Cl-HCO₃ Na и HCO₃-Cl Na состав, а на ряде поисковых площадей Cl Na с повышенной долей кальция (до 12-15 %-экв.) с величиной общей минерализации 1,5 - 25,3 г/дм³ в первом случае и 2,0 - 53,0 – во втором. Доюрские ВК к настоящему времени изучены бурением весьма слабо, но по имеющимся данным в их пределах доминируют воды Cl Na и Cl-HCO₃ Na состава с общей минерализацией 2,5 - 46,8 г/дм³. Северные районы ЗСОБ характеризуются инверсионным типом вертикальной гидрогеохимической зональности, на фоне которого выделяется пик наиболее соленых седиментогенных вод юрских отложений (рис. 5а). Природа этого явления объясняется рядом факторов: 1) палеогидрогеологической историей изучаемого региона, 2) особенностями геологического строения, 3) процессами

элизионного водообмена, следствием которых является широкое развитие аномальновысоких пластовых давлений, 4) сопряженными процессами нефтегазообразования и связанными с ними конденсатогенными водами и 5) катагенетическими изменениями химического состава подземных вод за счет взаимодействия в системе вода-породагаз-органическое вещество.



Рисунок 3 – Диаграмма Пайпера состава подземных вод нефтегазоносных отложений северных районов ЗСОБ.

Водоносные комплексы: 1 – апт-альб-сеноманский, 2 – неокомский, 3 – верхнеюрский, 4 – нижне-среднеюрский, 5 – триас-палеозойский.

Величина общей минерализации юрско-меловых ВК закономерно снижается в направлении от центральных районов к периферии до 2-5 г/дм³, где расположены современные области питания и развиты инфильтрогенные воды. В этом же направлении происходит закономерная смена химического состава подземных вод с Cl Na на HCO₃-Cl Na (Кругликов, 1964; Novikov, Sukhorukova, 2015). В верхней части гидрогеологического разреза, в пределах криогенной толщи, на полуострове Ямал широким распространением пользуются криопэги с величиной общей минерализации до 150 г/дм³ Cl Na-Mg состава (Мельников, Спесивцев, 1995; Стрелецкая, Лейбман, 2002; Криосфера..., 2013).

Показа	Ед.	Водоносные комплексы								
тели	измере	Апт-альб-	Неокомский	Веруцеюрский	Нижне-	Доюрские				
	ния	сеноманский	псокомскии	Берхнеюрский	среднеюрский					
pН	-	6,1-8,7 (7,6)	6,0-9,3 (7,6)	6,2-9,3 (7,5)	6,4-9,5 (8,1)	7,6-8,9 (8,6)				
HCO ₃ -	мг/дм ³	31-4882 (737)	84-5490 (929)	12-3709 (833)	37-3477 (1347)	94-3184				
SO_4^{2-}	- " -	1-165 (23)	1-198 (45)	1-248 (33)	1-272 (38)	4-213 (44)				
Cl	г/дм ³	0,3-15,1 (7,8)	0,3-36,8 (6,3)	1,8-37,6 (11,9)	1,5-39,6 (7,6)	1,1-28,4 (6,2)				
Br⁻	мг/дм ³	0,5-70,3	0,5-231,8	6,7-207,9 (40,6)	9,5-214,9 (32,1)	2,0-106,0 (30,0)				
		(27,9)	(28,6)							
I-	- " -	0,4-29,9 (7,8)	0,2-114,7 (7,8)	0,4-45,0 (5,2)	0,3-135,9 (8,1)	0,5-40,6 (8,5)				
F-	- " -	0,1-10,0 (2,1)	0,1-12,0 (2,4)	0,3-8,9 (1,2)	0,3-6,0 (1,8)	0,5-3,9 (2,5)				
Na ⁺	г/дм ³	0,3-10,0 (4,6)	0,3-20,6 (4,0)	0,4-24,5 (6,3)	0,3-23,5 (4,8)	0,3-16,2 (4,3)				
Ca ²⁺	мг/дм ³	4-1672 (316)	5-3406 (393)	8-3250 (502)	2-3110 (263)	8-1640 (207)				
Mg ²⁺	- " -	2-383 (78)	1-680 (29)	1-547 (62)	1-350 (34)	2-170 (32)				
K ⁺	- " -	4-425 (43)	3-690 (60)	3-502 (114)	5-840 (110)	10-380 (108)				
NH_4^+	- " -	0,1-39,2 (14,3)	0,2-90,0 (16,5)	0,2-150,0 (39,4)	3,0-112,5 (23,1)	7,5-18,0 (11,4)				
SiO ₂	"	0,9-74,0	1,0-115,0	3,0-86,0 (25,8)	5,0-130,0 (36,6)	7,0-85,0 (35,3)				
		(19,2)	(33,8)							
\mathbf{B}^+	- " -	0,2-39,4 (6,9)	0,2-87,3 (11,3)	0,3-200,0 (10,1)	0,5-75,0 (9,9)	2,6-107,5 (11,1)				
Sr ²⁺	- " -	0,6-200,0 (31,1)	0,4-290,0 (56,6)	1,6-450,0 (154,6)	1,2-290 (77,6)	-				
Нафт.	"	0,1-5,8 (0,8)	0,1-8,1 (0,6)	0,1-4,0 (0,6)	0.1.0.3(1.0)	0226(08)				
кислоты					0,1-9,3 (1,0)	0,2-2,0 (0,8)				
Сумма	г/дм ³	1,5-25,3 (13,8)	2,0-53,0 (11,6)	2,0-63,3 (19,9)	2,0-53,1 (14,5)	2,5-46,8 (12,0)				
rNa/rCl	-	0,42-4,28 (1,08)	0,26-4,79 (1,16)	0,52-2,28 (1,00)	0,47-3,99 (1,23)	0,86-1,91 (1,16)				
Cl/Br	-	70-1923 (247)	12-1970 (234)	52-547 (264)	27-1641 (255)	94-724 (253)				
Ca/Cl	-	0,01-0,54 (0,04)	0,01-0,38 (0,06)	0,01-0,80 (0,05)	0,01-0,57 (0,04)	0,01-0,27 (0,04)				
B/Br	-	0,01-4,25 (0,36)	0,01-9,79 (0,66)	0,02-6,23 (0,36)	0,01-3,44 (0,50)	0,04-3,13 (0,80)				
Химиче										
ский		Хлоридный натриевый, хлоридный натриевый (с повышенным содержанием кальция), хлоридно-гидрокарбонатный натриевый, гидрокарбонатно-хлоридный								
тип по	-									
С.А. Щ		натриевый								
укареву										
Число										
анализо	ШТ.	1127	3378	644	381	73				
В										

Таблица 1 – Гидрогеохимическая характеристика водоносных комплексов.

Примечание: предельные значения (среднее арифметическое).

нефтегазоносных В целом, воды отложений подземные отличаются значительным содержанием бессульфатностью, растворенных OB И газов углеводородного состава. Предельные содержания микрокомпонентов достигают (мг/дм³) у: стронция до 1320, брома до 232, бора до 200, аммония до 150, йода до 136, кремния до 61, фтора до 12. Генетические особенности подземных вод хорошо просматривается по величинам ряда коэффициентов. Наиболее сильно различаются седиментогенные и конденсатогенные воды. Так, отношение rNa/rCl у первых составляет 0,78 - 1,04, при среднем значении 0,92, а у вторых -0,19 - 1,90, при среднем 0,66. Средние величины Cl/Br коэффициента равны 277 и 385, Ca/Cl – 0,05 и 0,5, (Br/Cl) 10³ – 3,81 и 2,94. Наиболее сильно эти генетические типы вод отличаются по среднему В/Вг отношению -0,16 и 2,82, соответственно.

В пределах нефтегазоносных отложений прилегающих районов Енисей-Хатангского осадочного бассейна (ЕХОБ) преобладают подземные воды Cl-Na состава. Меньше распространены воды Cl-HCO₃ Na и HCO₃-Cl Na состава (Гинсбург, Иванова, 1971). Развиты преимущественно слабощелочные воды (рН 7,5-8,9) с восстановительной геохимической средой (Eh -275 – -90) и величиной общей минерализации, изменяющейся в интервале от 2 до 23,3 г/дм³. Наиболее минерализованные воды Cl-Na состава с величиной общей минерализации 23,3 г/дм³ установлены в пределах верхнетоарского водоносного горизонта (ВГ) нижне-среднеюрского ВК на Суходудинской площади (Новиков, Борисов, 2021).



Рисунок 4 – Карта общей минерализации подземных вод верхнеюрского водоносного комплекса северных районов ЗСОБ.

Границы: 1 – Западно-Сибирского осадочного бассейна; 2 – юрского осадочного бассейна; 3 – Внутренней области и Внешнего пояса; 4 – Ямало-Карской депрессии; 5 – глинизации оксфордских отложений; 6 – Западно-Сибирского (I) и Енисей-Хатангского (II) осадочных бассейнов.

С ростом минерализации подземных вод происходит закономерная смена их химического типа с HCO₃-Cl Na на Cl-Na и снижение величины генетических коэффициентов: rNa/rCl, Cl/Br, HCO₃/Cl и B/Br. Так, например, значения коэффициента метаморфизации rNa/rCl снижаются с 1,37-2,74 при солености вод 3-10 г/дм³ до 0,91-1,02 при минерализации более 11-15 г/дм³. Уменьшение величины в два и более раза характерно также для всех других коэффициентов. Значения Cl/Br коэффициента понижаются с 296-582 при минерализации 5-7 г/дм³ до 131-151 при солености более 11 г/дм³, HCO₃/Cl с 1,07-2,67 до 0,02-0,05, B/Br с 0,42-2,69 до 0,14-0,37 соответственно. В

этом же направлении происходит рост степени метаморфизации подземных вод и их родства с морскими водами.



Рисунок 5 – Вертикальная гидрогеохимическая зональность нефтегазоносных отложений северных районов Западно-Сибирского (а) и Енисей-Хатангского (б) осадочных бассейнов.

Водоносные комплексы: 1 – апт-альб-сеноманский, 2 – неокомский, 3 – верхнеюрский, 4 – нижне-среднеюрский, 5 – доюрские, 6 – полигенетические криопэги; 7 – тренд изменения общей минерализации с глубиной; 8 – потенциальная область распространения криопэгов.

На исследуемой территории выявлено доминирование инверсионного типа вертикальной гидрогеохимической зональности, охватывающего юрско-меловые отложения – происходит уменьшение минерализации от 16–20 г/дм³ в апт-альбсеноманском ВК до 5–10 г/дм³ и менее в ВГ юрского возраста (см. рис. 5б). Инверсия сопровождается сменой ионно-солевого состава подземных вод. С глубиной увеличиваются концентрации HCO₃-иона, происходит переход от преимущественно Cl-Na (на глубинах ~ 2300 м) к Cl-HCO₃ Na и HCO₃-Cl Na типу вод (Гинсбург, Иванова, 1977; Новиков, Борисов, 2021).

При уплотнении глинистых толщ в интервале пластовых температур 80 – 100 °С на глубинах более 2500 метров сформировались гидрогеохимические и гидродинамические условия, типичные для элизионной термодегидратационной водонапорной системы. При уплотнении, термодегидратация глинистых минералов привела к поступлению в резервуары из водоупорных толщ больших объемов

маломинерализованных литогенных вод, которые в значительной мере распресняли реликтовые седиментогенные воды нормальной морской солености до 35 г/дм³. Помимо этого, существенную роль в опреснении сыграли конденсатогенные воды, выявленные на локальных участках близ газоводяных (ГВК) контактов во всех ВК на большинстве изученных месторождений ЕХОБ (Иванова, Мелькановицкая, 1973). Величина их общей минерализации варьирует от 2 до 5 г/дм³, rNa/rCl и Cl/Br коэффициенты от 0,52 до 3,87 и от 132 до 2431.

Как и в ЗСОБ в пределах криогенной толщи широким распространением пользуются криопэги, еще в большей мере усложняющие гидрогеохимический разрез (см. рис. 5б). Так, на западе Таймыра установлены кислые (pH 3,6-5,2) криопэги, которые характеризуются преимущественно Cl-Na и Cl-Na-Mg составом с величиной общей минерализации до 180 г/дм³ (Формугина, 2018).

Появление высокочувствительных аналитических методов масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой (ИСП-МС) позволило в полной мере получить представление о распространённости многих химических элементов в подземных водах нефтегазоносных отложений ЗСОБ. Отношение содержаний химических элементов в подземных водах к кларкам горных пород верхней части континентальной коры, через коэффициент концентрации – Кк_i=(m_x/n_x), где m_x – содержание элемента в воде; n_x – кларк литосферы в г/т (Григорьев, 2009) показало, что в наибольшей степени изученные воды обогащены биогенными элементами: йодом, бромом, селеном и бором (рис. 6). Концентрирование теллура в водах требует дополнительного изучения.



Li B Al Si P Sc Ti V Cr Mn Fe Co Ni Cu Zn Ga Ge As Se Br Rb Sr Y Zr Nb Mo Ru Rh Pd Ag Cd Sn Sb Te I Cs Ba Hf Ta W TI Pb Bi Th U -1 -2 -3 -4 -5 -6

Рисунок 6 – Распределение величин средних коэффициентов концентраций микрокомпонентов в подземных водах основных водоносных комплексов северных районов ЗСОБ.

Водоносные комплексы: 1 – апт-альб-сеноманский, 2 – неокомский, 3 – верхнеюрский, 4 – нижне-среднеюрский, 5 – триас-палеозойский. 6 – инфильтрационные воды области питания на юге ЗСОБ.

Огромную роль в механизмах формирования химического состава подземных вод играют условия захоронения сингенетичных вод. Периодизация гидрогеологической истории нефтегазоносных отложений северных районов ЗСОБ позволила выделить в триасово-меловое время три гидрогеологических цикла: индскосинемюрский, плинсбахско-сеноманский и туронско-серраваллийский (Новиков и др., 2019). Начало формирования осадочного чехла связано с образованием туринской серии (вулканогенно-осадочной) в раннем триасе. Преобладающими обстановками осадконакопления являлись аллювиальные и аккумулятивные равнины, которые были обрамлены возвышенными территориями на западе и востоке. Новая Земля и Таймырские горы служили источниками сноса в северной части. В среднем триасе в исследуемом регионе доминировали денудационные процессы и процессы инфильтрации атмосферных вод.

В плинсбахе началась трансгрессия моря. Морской бассейн был мелководным (до 25 м) с опресненными водами. Гыданский и Ямальский полуострова были представлены зоной мелководья, где вследствие неустойчивого морского режима и речного стока происходили значительные колебания солености вод от 2 до 15 г/дм³, на органического указывает бедность мира (аммониты И брахиоподы что немногочисленны, при высоком содержании пелеципод, характерных для морских побережий), а также поглощенный комплекс глин (низкие содержания K^+ и Mg^{2+} и высокие – Na⁺ и Ca²⁺) (Грамберг, 1973; Шурыгин и др., 2000). Совместно с ними захоранивались преимущественно Cl Na воды с высокими содержаниями HCO₃⁻ и Ca²⁺ с величиной общей минерализации 2-5 г/дм³. В южном направлении происходила смена обстановок от прибрежно-морских к континентальным и преобладали процессы инфильтрации атмосферных осадков. Прибортовые районы бассейна представляли собой возвышенную равнину. Таймырская, Новоземельская, Уральская и Средне-Сибирская возвышенности являлись источниками сноса и внешними областями инфильтрационного питания, в пределах которых захоранивались НСО3 Са воды с минерализацией, не превышающей 0,5 г/дм³. В тоарское время произошла крупнейшая в ранней и средней юре трансгрессия. Существенно расширилась область морского осадконакопления и произошло углубление морского бассейна. В центральной части бассейна (Карская, Антипаютинско-Тадебияхинская и Большехетская мегасинеклизы и Агапско-Енисейский желоб) глубины моря достигали 100 м, а соленость сингенетичных вод могла достигать 30 г/дм³ (Новиков и др., 2019; Черных и др., 2020). В глубоководной части накапливались илы китербютской свиты, которая впоследствии стала одной из нефтематеринских толщ. Находки морской фауны (ростры белемнитов, фораминиферы) подтверждают установление нормально-морского лвустворки. режима седиментации в регионе (Шурыгин и др., 2000).

Низменная аккумулятивная равнина окаймляла тонкой полосой возвышенные денудационные равнины вдоль западного и восточного берегов бассейна и в целом имела те же очертания, что и в плинсбахе. В позднем тоаре – раннем аалене на северозападе, за счет расширения зоны мелководья (до 25 м), сократилась площадь морского осадконакопления (25–100 м). В составе осадков в центральной части бассейна попрежнему доминировала глинистая составляющая, а к бортам фиксировалось увеличение доли алеврито-песчаной составляющей и появление пластов песчаников. Прибрежная и денудационная равнины также оставались в прежних границах. Во второй половине аалена и начале байоса происходили кратковременные повышения уровня моря и незначительные изменения климата, что не оказало влияния на гидрогеологическую историю.

В батском веке продолжилось прогибание арктических регионов Западной Сибири и увеличились периоды трансгрессии, но положение зон морской седиментации практически не изменилось (Новиков и др., 2018). На севере региона зона мелководья расширилась за счет затопления низменной аккумулятивной равнины, окаймляющей борта бассейна. Продолжение обширной морской трансгрессии в келловейское время повлекло дальнейшее углубление морского бассейна, который занимал практически всю площадь ЗСОБ, за исключением его южных окраин. В это время в глубоководно-морских условиях накопились мощные глинистые толщи гольчихинской и яковлевской свит, которые являются региональными водоупорами. Глубина моря в наиболее погруженной части достигала 400 м. Соленость вод бассейна повышалась до 35 г/дм³. В прибрежных зонах накапливались глинистые осадки (Шурыгин и др., 2000), палеосоленость вод составляла 30–35 г/дм³ и возрастала роль магния в составе захоранивающихся вод. Небольшую по площади территорию занимала мелководная зона с глубиной моря до 25 м, шириной до 80 км, где формировались разнофациальные осадки из-за смены континентальных и прибрежно-морских обстановок, и захоранивались сингенетичные Cl Na воды с минерализацией 5–15 г/дм³. Площадь зон континентального осадконакопления значительно сократилась, и остались только крутые берега бассейна, представленные возвышенной равниной и горами, являющимися внешней областью питания.

На границе келловейского (рис. 7) и оксфордского веков трансгрессия сменилась регрессией, достигшей своего пика в середине оксфорда. Из-за обмеления бассейна в его центральной и южной частях начали накапливаться мощные песчаные пласты – оксфордский региональный резервуар (горизонт Ю₁), соответствующий проницаемой части верхнеюрского ВК. На севере преобладали морские условия и образовывались преимущественно глинистые осадки гольчихинской свиты, богатые органическим многочисленными остатками разнообразной морской веществом, с фауны. Практически весь исследуемый регион был представлен зоной с глубинами 25-100 м, а соленость захораниваемых вод была близка к 20 г/дм³ (Садыкова и др., 2018). В позднеоксфордское-кимериджское самой длительной юрской время, из-за трансгрессии, расширились границы морского осадконакопления, а глубина бассейна на большей части территории стала достигать 200 м (Шурыгин и др., 2000).

В волжское время (титон-ранний берриас) бассейн продолжал интенсивно прогибаться, и трансгрессия достигла своего максимума в середине века. В регионе доминировал семиаридный климат, в континентальных обстановках преобладало химическое выветривание, а на шельфе накапливались биогенные и глинистые осадки. Глинистые осадки баженовской, гольчихинской, даниловской, тутлеймской и яновстанской свит, насыщенных органическим веществом (ОВ), кремнием и кальцием, образовывались при биогенном осадконакоплении из-за пенепленизации рельефа (Шурыгин и др., 2000). На конец волжского времени в арктических районах ЗСОБ сформировался глубоководный бассейн с признаками сероводородного заражения, где палеосоленость вод достигала 35 г/дм³. В пределах Большехетской и Карской мегасинеклиз глубоководные впадины достигали 400 м, а минерализация вод вероятно достигала 38 г/дм³. На глубинах моря 100-200 м захоранивались талассогенные воды с минерализацией до 20-30 г/дм³. Также сократилась зона с глубинами моря 25-100 м, а море с глубинами до 25 м занимало незначительную площадь, ширина которой порой не превышала 10 км. В областях континентального осадконакопления захоранивались пресные атмогенные HCO₃ Са воды с минерализацией до 1–2 г/дм³.



1 – граница юрского осадочного бассейна; 2 – граница палеогидрогеохимических зон: 3 – низкие горы, возвышенная равнина, воды HCO₃ Ca состава (M до 1,5 г/дм³); 4 – денудационно-аккумулятивная равнина, воды HCO₃ Ca состава (M от 1,5 до 2,0 г/дм³), содержание Cl⁻ и Na⁺ до 25 %-экв.; 5 – низменная аккумулятивная равнина, воды Cl Na состава (M от 2,0 до 5,0 г/дм³), содержание HCO₃⁻ и Ca²⁺ до 25 %-экв.; 6 – прибрежная равнина, воды Cl Na состава (M от 5,0 до 15,0 г/дм³), содержание Ca²⁺ и Mg²⁺ до 25 %экв.; 7 – прибрежная зона до 25 м глубиной, воды Cl Na состава (M от 15,0 до 20,0 г/дм³), содержание Mg²⁺ до 25 %-экв.; 8 – море с глубинами от 25 до 200 м, воды Cl Na состава (M от 20,0 до 35,0 г/дм³), содержание Mg²⁺ до 25 %-экв.; 9 –море с глубинами от 200 до 400 м, воды Cl Na состава (M до 40,0 г/дм³), содержание Mg²⁺ до 25 %-экв. 10 – месторождения с изученным составом стабильных изотопов O, H, C.

В начале берриасского века при тектонических процессах, приведших к горного рельефа, преобладало механическое выветривание формированию сформированных ранее пород. К концу берриаса в регионе доминировало море с глубиной 200-400 м. Морской бассейн в глубоководных частях имел палеосоленость, близкую к океанической, из-за своей связи с бореальными морями. Вследствие продолжавшейся в валанжинское время регрессии, взявшей свое начало в конце волжского времени, в бассейне, ставшем ассиметричным, увеличилась мелководная зона с глубинами до 25 м, а в прибрежной зоне захоранивались воды с доминированием в составе ионов Cl⁻ и Na⁺ при повышенном содержании Ca²⁺ и минерализацией 5-15 г/дм³ (Новиков и др., 2019). Зона обстановок глубоководного осадконакопления заметно уменьшилась и существовала в центральной части территории исследования (рис. 8а). В готериве Западно-Сибирский бассейн претерпел значительное опреснение ввиду его обмеления из-за потери связи с бореальными морями (Burst, 1969) (рис. 8б).



Рисунок 8 – Палеогидрогеохимические карты на ранний валанжин (а) и готерив (б). Условные обозначения см. рис. 7.

В западной части Гыданского полуострова сохранилась глубоководная зона небольшой площади, а область мелководья, занимавшая восточную часть региона, значительно увеличилась. В южной части региона доминировали обстановки

прибрежной равнины, где захоранивались солоноватые Cl Na воды с минерализацией 2-5 г/дм³ при повышенных содержаниях HCO₃⁻ и Ca²⁺ в составе. В течение баррема, апта, альба и сеномана при смене обстановок осадконакопления (Burst, 1969) происходили процессы опреснения инфильтрационных метеогенных вод (HCO₃ Ca) с минерализацией до 2 г/дм³. В сеноманское время в северной части Зауральской и частях Пайхойско-Новоземельской и Предъенисейской мегамоноклиз южных доминировали континентальные условия: низкие горы, возвышенные и денудационноаккумулятивные равнины где захоранивались сингенетичные преимущественно инфильтрогенные воды HCO₃ Ca состава с минерализацией от 0,5 до 5 г/дм³ и повышенным содержанием ионов Na⁺ и Cl⁻ (Новиков и др., 2021). Наиболее глубокие участки моря в это время располагались в Карской мегасинеклизе, на юге Зауральской и Красноленинской мегамоноклиз. Здесь в условиях доминирования морских условий формировались сингенетичные воды Cl Na состава с величиной общей минерализации, достигающей 20-30 г/дм³. В восточной и южной частях региона исследований преобладали условия прибрежной равнины, где захоранивались волы с доминированием в составе ионов Cl⁻ и Na⁺ при повышенном содержании Ca²⁺ с величиной общей минерализации 5–15 г/дм³.

С турона по кампан при трансгрессии в регионе доминировала зона мелководья, а на юго-западе, в более глубоководных частях бассейна, соленость вод достигала 15 г/дм³. В начале туронско-серраваллийского гидрогеологического цикла в регионе доминировали мелководно-морские обстановки с глубинами моря до 100 м. Сингенетичные воды при позднекампанской регрессии были преимущественно инфильтрогенные, HCO₃ Ca состава с минерализацией 2–5 г/дм³ и повышенным содержанием ионов Na⁺ и Cl⁻.

Исследования вариаций состава стабильных изотопов (табл. 2) в подземных водах нефтегазоносных отложений изучаемого региона убедительно подтверждают выполненные гидрогеохимические и палеогидрогеохимические реконструкции. Воды имеют широкий диапазон изотопных составов кислорода и водорода. Относительная концентрация дейтерия в них варьирует от -123% до -54%, изменяясь почти на 70‰ для индивидуальных проб. Изотопный состав кислорода при этом изменяется от -16,6% до -2,5%, т.е. разница в изотопном составе самых тяжелых и самых легких вод достигает 14‰. Для наглядности данные по изотопному составу кислорода и водорода в отдельных пробах представлены в виде точек на рис. 9. Там же представлена GMWL (Global meteoric water line) (Craig, 1961).

Из рисунка видно, что большинство фигуративных точек располагается правее GMWL, т.е. изотопный состав кислорода в этих пробах имеет выраженный изотопный сдвиг (КС) (Craig, 1966). Вариация значений δ^{18} О и КС для индивидуальных проб от возраста водовмещающих пород представлена на рис. 10. Значения КС в индивидуальных пробах находятся в диапазоне от -1,3% до +8,6%. В случае проб с отрицательными значениями КС корректней будет указать величины дейтериевых эксцессов (d) – параметра, отражающего пересыщение вод дейтерием относительно равновесного изотопного состава, характерного для метеорных вод, представленных GMWL.

Значения *d* в индивидуальных пробах достигают 21‰. В научной литературе подобные значения величины *d* встречаются крайне редко и большинство авторов стараются обсуждать природу этого явления крайне осторожно. Предположительно, в

изучаемом регионе, это может являться следствием конденсатогенной природы этих вод (Новиков, Пыряев, 2023). Представленная выборка охватывает практически непрерывный стратиграфических ряд водоносных пластов от аалена (средняя юра) до сеномана (верхний мел). Для сравнения также были привлечены данные по водам, отобранным из пластов верхнего палеозоя. При указанных выше вариациях изотопного состава кислорода, зависимость КС от возраста водоносных пластов имеет экстремальную форму с максимумом (~ 9‰), приходящимся на отложения берриаса (нижний мел).

Возраст	δ ¹³ C _{VPDB} , ‰	δ D _{VSMOW} , ‰	δ ¹⁸ O _{VSMOW} , ‰	КС	d	Кол- во
						проо, шт.
1	$\frac{-52,0 \div 18,0}{-6,0}$	<u>-109 ÷ -60</u> -78	$\frac{-16,0 \div -8,0}{-11,0}$	$\frac{-1,2 \div 2,4}{0,0}$	$\frac{-9 \div 19}{10}$	32
2	$\frac{-21,8 \div 21,8}{+12,0}$	$\frac{-123 \div -58}{-62}$	$\frac{-16,0 \div -7,0}{-8,6}$	$\frac{-0,1 \div 1,4}{1,0}$	$\frac{-0,88 \div 10,8}{+4}$	16
3	$\frac{-13,6 \div 13,9}{-3,0}$	$\frac{-72 \div -55}{-58}$	$\frac{-9,0 \div -7,0}{-7,0}$	$\frac{0.7 \div 1.8}{1.0}$	$\frac{-4,73 \div 5,02}{-2}$	8
4	$-15,0 \div 18,0$ -1,0	<u>-115 ÷ -54</u> -58	$\frac{-15,0 \div -6,0}{-7,0}$	$\frac{0.2 \div 6.3}{2.0}$	$\frac{-21 \div 9}{-6}$	30
5	$-45,0 \div 10,0$ -12,0	$\frac{-166 \div -55}{-79}$	$\frac{-23,0 \div -5,0}{-7,0}$	$\frac{-1,0\div7,1}{3,0}$	$\frac{-46 \div 18}{-13}$	68
6	$\frac{-16,0 \div 4,0}{-10,0}$	$\frac{-123 \div -90}{-99}$	$\frac{-17,0 \div -6,0}{-7,0}$	$\frac{-1,2 \div 8,6}{5,0}$	$\frac{-59 \div 10}{-36}$	31
7	$\frac{-19,0 \div 9,0}{-6,0}$	<u>-78 ÷ -70</u> -72	$\frac{-8,3 \div -6,9}{-8,0}$	$\frac{\underline{1,5}\div2,9}{2,0}$	$\frac{-22 \div -4}{-9}$	6
8	$\frac{-42,0 \div -16,0}{-22,0}$	$\frac{-103 \div -86}{-96}$	<u>-15,0÷-13,0</u> -14,0	$\frac{-1,3 \div 4,1}{-1,0}$	$\frac{18 \div 21}{+20}$	7
9	<u>-16,0 ÷ -7,0</u> -10,0	$\frac{-114 \div -64}{-80}$	$\frac{-15,0 \div -5,0}{-8,0}$	$\frac{0.9 \div 4.0}{4.0}$	$\frac{-22 \div 3}{-16}$	11
10	$\frac{-15,0 \div -4,0}{-12,0}$	$\frac{-69 \div -62}{-63}$	$\frac{-6.0 \div -4.0}{-5.0}$	$\frac{4,0 \div 8,0}{5,0}$	$\frac{-28 \div -20}{-25}$	4
11	$\frac{-15,0-3,0}{-6,0}$	<u>-77 ÷ -59</u> -72	$\frac{-10 - 2}{-8,0}$	$\frac{\underline{0,3} \div 6,8}{1,3}$	$\frac{-56 \div 14}{-1}$	9

Таблица 2 – Распределение изотопных характеристик подземных вод нефтегазоносных отложений северных районов Западной Сибири.

Примечание: изотопные характеристики подземных вод представлены в следующем виде: над чертой представлен диапазон вариации соответствующих значений для проб, отобранных из водоносного горизонта соответствующего возраста, под чертой представлено усредненное значение по всем пробам из данного возрастного интервала. Возраст водовмещающих отложений: 1 – сеноман; 2 – альб; 3 – апт; 4 – готерив; 5 – валанжин; 6 – берриас; 7 – оксфорд; 8 – келловей; 9 – бат; 10 – аален; 11 – доюрские.

Логично, что для вод более древних горизонтов, время и температуры процессов взаимодействия в системе вода-порода были большими, что давало больший вклад во вторую составляющую обогащения изотопного состава кислорода тяжелым изотопом ¹⁸О. В то же время, из рис. 10 видно, что воды палеозойских отложений обогащены тяжелым кислородом ¹⁸О в относительно меньшей степени в сравнении с водами более молодых ВГ, несмотря на теоретически больший промежуток времени процессов

взаимодействия в системе вода-порода (Конторович и др., 2003). Следует ожидать постепенное относительное обеднение вод легким изотопом ¹⁶O с глубиной и дальнейшим его переносом в вышележащие горизонты посредством межпластовых частичных переносов. В целом, генезис изученных вод следует рассматривать как древний седиментационный с постепенным захоронением отдельных порций сингенетичных вод вместе с породами. Первичное обогащение вод тяжелым изотопом ¹⁸O за счет испарения в теплых климатических условиях в последующем дополнительно усилилось их изотопным обменом с кислородсодержащими породами (Parry, Bowman, 1990; Aydin et al., 2020; Shoedarto et al., 2020).



Рисунок 9 – Изотопный состав кислорода и водорода подземных вод нефтегазоносных отложений северных районов Западной Сибири относительно GMWL.

Возраст водовмещающих отложений: 1 – сеноман; 2 – альб; 3 – апт; 4 – готерив; 5 – валанжин; 6 – берриас; 7 – оксфорд; 8 – келловей; 9 – бат; 10 – аален; 11 – доюрские; 12 – инфильтрационные воды области питания на юге ЗСОБ.

Содержание водорастворенного неорганического углерода (DIC), как сумма диссоциатов угольной кислоты и водорастворенного углекислого газа (CO_{2водн}+CO₃²⁻+HCO₃⁻), и его изотопный состав представлены на рис. 11а, вариация изотопного состава DIC от возраста водоносных отложений представлена на рис. 11б.

Концентрация DIC в исследованных водах варьирует в широком диапазоне значений: от 0,17 до 38,6 ммоль/л при δ^{13} С от -51,8‰ до +21,8‰. Очевидно, что такое многообразие связано главным образом с широким спектром процессов преобразования ОВ в СО2 и дальнейшего изотопного обмена сформированной углекислоты с окружающим органическим и неорганическим углеродсодержащим веществом. В свою очередь, изотопный состав углерода захороненного органического вещества может быть весьма разнообразным и определяется как материалом материнского ОВ, так и степенью его катагенетических преобразований (Конторович и др., 1985).



Рисунок 10 – Вариация изотопного состава кислорода вод (а) и величины КС (б) от возраста водовмещающих отложений.

Pz – палеозой; фанерозой: юрская система: J_{2a} – аален; J_{2b} – байос; J_{2bt} – бат; J_{2k} – келловей; J_{30} – оксфорд; J_{3km} – кимеридж; J_{3v} – волга; меловая система: K_{1b} – берриас; K_{1v} – валанжин; K_{1g} – готерив; K_{1a} – апт; K_{1al} – альб; K_{1cm} – сеноман. Областями выделены диапазоны вариации $\delta^{18}O$ (а) и общего тренда изменения величины КС (б) для вод мезозойских водоносных отложений. Условные обозначения см. рис. 9.

Из представленной на рис. 11а зависимости видно, что по мере насыщения вод углекислотой распределение изотопного состава DIC сужается: от исходного разброса значений δ^{13} C более чем в 70‰ в области низких концентраций DIC (от 0 до 10 ммоль/дм³) оно постепенно сокращается сначала до ~40‰ в диапазоне концентраций DIC от 10 до 30 ммоль/дм³ и далее до ~20‰ при концентрациях DIC выше 30 ммоль/дм³. Также, очевидно, что содержание DIC в водах не имеет прямой взаимосвязи с возрастом водовмещающих отложений и связано, в первую очередь, с доступностью углеродсодержащего вещества водам и бактериям, принимающим непосредственное участие в его переработке (Gougoulias et al., 2014; Raza et al., 2023). Подтверждение этого тезиса хорошо видно из представленной на рис. 11а зависимости для точек, отвечающих содержанию DIC в водах палеозойских отложений: содержание углекислоты в отдельных пробах даже ниже, чем в ряде проб более молодых ВГ.



Рисунок 11 – Концентрация и изотопный состав DIC в водах нефтегазоносных отложений северных районов Западной Сибири (а), вариация изотопного состава DIC от возраста водовмещающих отложений (б). Красной линией (б) условно отражена

работа изотопного «осциллятора» - см. пояснения в тексте. Условные обозначения см. рис. 9.

Изменение изотопного состава углерода носит волнообразный характер (см. рис. 11б). Причина такого поведения зависимости, скорее всего, связана с нелинейным изменением изотопного состава самого OB от времени его преобразования, что отмечается в работе (Конторович и др., 1985). Вероятно, волнообразный характер функции изотопного состава DIC может быть обусловлен конкуренцией процессов бактериального преобразования ОВ в ВГ, что неизбежно приводит к смене механизмов изотопного фракционирования (Londry et al., 2008; Pohlman et al., 2008). Условно закрытую систему глубокозалегающего ВГ следует рассматривать как затухающий гармонический осциллятор (Трубецков, Рожнев, 2001), где источником «колебаний» изотопного состава выступают конкурирующие процессы преобразования ОВ, которые, по-видимому, со временем должны выходить на определенный базовый уровень данной системы. Условными «максимумами колебаний» такого изотопного осциллятора выступают бактериальные процессы преобразования ОВ, сырьем в которых являются продукты соответствующего конкурирующего процесса, а изотопный состав углерода выделяемой в каждом случае углекислоты находится как раз в этих «максимумах»: выраженный положительный при метаногенезе и уходящий в глубоко отрицательный при сульфат-метановых переходах (Новиков и др., 2021).

Широкий интервал значений δD и $\delta^{18}O$ указывает на существенные изменения палеоклиматических условий, при которых происходило формирование и захват сингенетичной влаги породами: от теплых до прохладных. Для большинства изученных вод наблюдаются выраженные КС, что указывает на теплые климатические условия формирования влаги с активным испарением ее с поверхности древних

бассейнов, и дальнейшее преобразование изотопного состава кислорода вод при взаимодействии с окружающими породами (Aydin et al., 2020; Parry, Bowman, 1990). Полученные тренды изменения изотопного состава захороненных вод, а также величин *d* и КС хорошо совпадают с предполагаемыми изменениями палеоклиматических условий исследованного региона и могут служить условным палеотермометром (Новиков, Пыряев, 2023; Новиков и др., 2023). Влияние сайтовых температур (то есть, температур, при которых происходит выпадение атмосферных осадков (Masson-Delmotte et al., 2005)) на изотопный состав атмосферных осадков наглядно было продемонстрировано множеством работ. Например, для современного снежного покрова Восточной Антарктики (Ma et al., 2020) и для атмосферных осадков г. Москва (Васильчук и др., 2024). Сохранение этой закономерности также и для древних подземных вод (Ferguson et al., 2020) было продемонстрировано автором работы (Pyryaev et al., 2024), посвященной радиоуглеродному датированию последних. В работе показано, что с увеличением возраста подземных вод наблюдаются выраженные обеднения значений δD и $\delta^{18}O$ в них, обусловленные более холодными относительно современных климатическими условиями в период питания изучаемых водоносных горизонтов.

Наиболее интересными являются пробы, отобранные из водоносных горизонтов валанжина, берриаса и аалена. На фоне широкого распределения изотопного состава кислорода и водорода, для них характерны выраженные КС. Для отдельных проб они превышают 8 ‰. Установлено, что КС коррелирует очень слабо с возрастом водоносных горизонтов: в большинстве проб вод из сеноманских, альбских, аптских отложений КС не превышает 2 ‰. Начиная с готеривских, затем в валанжинских и берриасских ВГ значение КС в водах значительно превышает 2 ‰, достигая 8,6 ‰ в пробах, отобранных из берриасских ВГ (см. рис. 10б). Увеличение возраста приводит к просадке величин КС до 2-3‰ в оксфорде и крайне низким (даже отрицательным) – для большинства проб келловея. Переход к бату и аалену вновь приводит к возрастанию величин КС до значений, в среднем, превышающих 2 ‰. Иными словами, простой линейной корреляции между возрастом водоносных отложений и КС сингенетичных вод не наблюдается.

При рассмотрении зависимости КС от палеосолености сингенетичных вод, напротив, наблюдается явная закономерность (рис. 12а). Видно, что по мере возрастания их палеосолености практически прямопропорционально возрастает и величина КС. В водах альба и сеномана (близких по указанным показателям) при палеосолености около 17-20 г/дм³ имеем средние значения КС около +0,8 и 0 ‰. Средний КС в водах готерива составляет +1,9 ‰ при средней палеосолености в 25 г/дм³. В водах валанжина, берриаса, оксфорда, отличающихся максимальной палеосоленостью из изученных проб (выше 25 г/дм³ в валанжине/оксфорде и 34-37 г/дм³ – в берриасе), величины КС – максимальные. Большинство точек изотопного состава вод имеют КС более 2 (средние значения для вод валанжина и берриаса составляют 3,3 и 5,1 ‰). Подчеркнем при этом, что для вод указанных водоносных горизонтов также наблюдается и очень широкая вариативность значений КС. При этом большинство из этих точек ложится выше условной границы в 2 ‰ (Новиков, Пыряев, 2024).

Дальнейший анализ современной и палеосолености сингенетичных вод одних и тех же водоносных горизонтов: $\Delta M = M_{\text{син.}} - M_{\text{совр.}}$ показал, что современная

минерализация отличается от палеосолености сингенетичных вод в некоторых водоносных горизонтах до 10 - 30 г/дм³. Максимальные значения ΔM выявлены для подземных вод валанжинского и берриасского возраста, где фиксируются наибольшие кислородные сдвиги (до 8-9 ‰) (красный овал на рис. 126). Механизм опреснения сингенетичных вод связан с протеканием процесса термодегидратации глинистых минералов при температурах более 100 °C в условиях элизионного водообмена. Полученные результаты впервые убедительно объясняют генезис подземных вод и природу инверсионной вертикальной гидрогеохимической зональности северных районов ЗСОБ, что не укладывается в постулаты классической гидрогеологии осадочных бассейнов, согласно которым, уменьшение степени водообмена с глубиной сопровождается ростом величины общей минерализации подземных вод. Дальнейший совместный анализ изотопных и гидрогеохимических данных позволит выявить в группе седиментогенных вод две разновидности (по А.А. Карцеву): конденсатогенных и литогенных (возрожденных).



Рисунок 12 – Зависимость величины КС от палеосолености сингенетичных вод (а) и общей минерализации подземных вод (б).

Условные обозначения см. рис. 9.

Третье защищаемое положение. Повсеместно процессы формирования химического сопровождаются состава подземных вод вторичным гидрогенным минералообразованием. Образование аутигенных минералов в зоне катагенеза северных Западно-Сибирского осадочного районов бассейна происходит последовательно (каолинит – монтмориллонит – иллит – слюды – хлорит – альбит – микроклин) в условиях резко восстановительной геохимической среды u контролирующих параметрах (pH, концентрации в растворе Si, Al, Na, K, Ca, Mg). Процессы карбонатизации, связывая Са и Fe, а гидрослюдизации - К, обеспечивают относительный рост в растворе Mg и Na, что сдвигает равновесие в область устойчивости хлоритов. Последние, связывая Мд, обеспечивают накопление Na в растворе, что приводит к насыщению воды относительно альбита и его образованию.

В работе использован подход, который развивал в недрах Сибирской гидрогеохимической школы профессор С.Л. Шварцев и другие исследователи, основанный на теории геохимической самоорганизации сложных геологических объектов, важнейшей составляющей которых является система вода-порода, находящаяся в состоянии непрерывного равновесно-неравновесного эволюционного развития (Шварцев, 1991, 1992). Факт насыщения подземных вод нефтегазоносных отложений ЗСОБ относительно карбонатных минералов описан во множестве работ (Шварцев, 1998; Недоливко и др., 2001; Жуковская, Новиков, 2002; Шварцев и др., 2002; Шварцев, Новиков, 2004 и многие другие). Анализ диаграмм степени насыщения вод относительно кальцита показал, что при температуре 25°C лишь единичные точки раствора располагаются ниже линии насыщения и характеризуют условия нахождения компонентов в растворе. При пластовых температурах, изменяющихся от 80 до 100°С все без исключения изученные воды пересыщены относительно кальцита, и способны высаживать его в виде вторичной минеральной фазы. Вследствие того, что с увеличением температуры растворимость кальцита уменьшается, мы наблюдаем наибольшую степень насыщения вод этим минералом в наиболее погруженных горизонтах (рис. 13). Анализ построенных диаграмм по степени насыщения подземных вод к кальциту выявил определённую зональность. Наиболее четко выделяются области, в которых локализуются точки седиментогенных вод и слабых рассолов.

Система равновесия воды с алюмосиликатами является многокомпонентной, насыщенность которой отдельными элементами может быть понята только в совокупности (Шварцев, 1991, Шварцев, 1998). Для нанесения данных по составу подземных вод нами использовались диаграммы из работ (Helgeson, 1969; Ben Baccar, Fritz, 1993; Силкина, 2001; Силкина, Жуковская, 2002). Анализ полученного при построениях материала (рис. 14) говорит о том, что несмотря на невысокую соленость исследуемых вод (до 63 г/дм³) и очень длительное взаимодействие их с горными породами (десятки, а возможно и сотни миллионов лет), подземные воды равновесны со слюдистыми минералами, Са-, Na- и Mg-монтмориллонитами, каолинитом, реже с Mg-хлоритом (Novikov, 2020). Так, в системе SiO_2 - Al_2O_3 - Na_2O - CO_2 - H_2O (рис. 14а) разброс точек состава подземных вод является довольно большим. Точки в равной мере расположены в полях устойчивости Na-слюд, Na-монтмориллонита и альбита. В итоге, наиболее вероятные направления преобразования натриевых алюмосиликатов заключаются в образовании каолинита, монтмориллонита и слюд. В системе SiO_2 - Al_2O_3 -CaO- CO_2 - H_2O (рис. 14б) практически все изученные воды расположены в полях устойчивости глинистых минералов. Достигается равновесие с Са-монтмориллонитом, каолинитом и в меньшей степени с Са-слюдами. Следует отметить, что растворение первичных алюмосиликатов, в данном случае анортита, сопровождается осаждением глинистых и слюдистых минералов. В системе $SiO_2-Al_2O_3-K_2O-CO_2-H_2O$ (рис. 14в) видно, что большая часть точек расположена в поле устойчивости иллита и мусковита, а меньшая в области микроклина. Решающее влияние на результат гидролиза силикатов оказывает содержание в пластовых водах соединений кремния. Снижение концентрации H_4SiO_4 приводят к образованию иллита, а возрастание – слюд.



Рисунок 13 – Диаграммы степени насыщения вод относительно кальцита при 100 °С с нанесением данных по составу подземных вод нефтегазоносных отложений северных районов ЗСОБ (а) и Большехетской мегасинеклизы (б)

Генетические типы вод: 1 – конденсатогенные, 2 – литогенные, 3 – седиментогенные, 4 – седиментогенные (рассолы); области генетических типов вод: 5 – конденсатогенных, 6 – литогенные, 7 – седиментогенных.

Изучение равновесия пластовых вод с магниевыми минералами (рис. 14г, д) показало плотное, практически линейное расположение точек в направлении образования Mg-монтмориллонита и Mg-хлорита. Несколько точек находятся в поле устойчивости иллита и альбита. Как и в случае с кальцитом (см. рис. 13), установлена определенная зональность в насыщении вод относительно алюмосиликатных минералов, которая наиболее четко проявлена на диаграммах с магниевыми минералами, где группа седиментогенных рассолов ближе других расположена к равновесному полю низкотемпературного альбита и микроклина. Так в системе $HCl-H_2O-Al_2O_3-CO_2-MgO-Na_2O-SiO_2$ большинство точек расположено в полях устойчивости Mg-хлорита и Mg-монтмориллонита. Единичные точки расположены в полях устойчивости низкотемпературного альбита, Na-монтмориллонита и каолинита (рис.

14г), что говорит о вероятности процесса вторичной альбитизации по мере дальнейшей эволюции системы вода – порода. Наиболее близкими к этому состоянию являются



Рисунок 14 – Диаграммы стабильности минералов в системах: SiO₂-Al₂O₃-Na₂O-CO₂-H₂O (a), SiO₂-Al₂O₃-CaO-CO₂-H₂O (б), SiO₂-Al₂O₃-K₂O-CO₂-H₂O (в), HCl-H₂O-Al₂O₃-CO₂-MgO-Na₂O-SiO₂ (г), HCl-H₂O-Al₂O₃-CO₂-MgO-K₂O-SiO₂ (д) при 100 °C с нанесением данных по составу подземных вод нефтегазоносных отложений северных районов ЗСОБ.

Условные обозначения см. рис. 13.

глубокопогруженные горизонты северо-восточной части Надым-Тазовского междуречья (Кынская, Новочасельская и другие площади). Установлена тенденция в росте степени насыщения вод относительно низкотемпературного альбита с ростом величины pH и концентрации кремнезема в растворе. В системе $HCl-H_2O-Al_2O_3-CO_2-MgO-K_2O-SiO_2$, как и в предыдущем случае, большинство точек расположено в полях устойчивости Mg-хлорита, Mg-монтмориллонита и иллита (см. рис. 14д).

Выявлено, что формирование широко распространённого каолинитового цемента протекает в около нейтральной среде (в среднем pH = 7,2) при концентрации кремнезема в растворе 15-20 мг/дм³, а образование аутигенного альбита начинается при концентрациях 40-80 мг/дм³ и pH среды около 8,2-9,0. Различные содержания катионов (K⁺, Na⁺ и Mg²⁺) в составе подземных вод, равновесных с алюмосиликатными минералами, являются следствием количественных и качественных вариаций их вхождения в кристаллическую структуру глинистых и слюдистых минералов, а также ионно-обменными свойствами глин. Таким образом, различия в составах подземных вод, равновесных с определёнными алюмосиликатами и карбонатами свидетельствуют о том, что минеральные новообразования формируются из раствора определённого химического состава в соответствующей геохимической среде.

При анализе степени насыщения изученных подземных вод относительно алюмосиликатных минералов можно предположить некоторые тенденции в эволюции системы вода-порода. Если принять, что процессы взаимодействия подземных вод с вмещающими породами северных районов (наиболее погруженных) изучаемого региона находятся на более поздней стадии, чем южных, и учесть сдвиг точек состава вод на термодинамических диаграммах, то можно проследить направление эволюции системы на этапе катагенеза (рис. 15).





1 – гидрогенно-минеральный комплекс: 1 – каолинитовый, 2 – монтмориллонитовый, 3 – иллитовый, 4 – слюдистый, 5 – хлоритовый, 6 – альбитовый, 7 – микроклиновый; 2 – геохимические параметры среды, контролирующие формирование аутигенных минералов.

Формирование аутигенных минералов В зоне катагенеза происходит последовательно (каолинит – монтмориллонит – иллит – слюды – хлорит – альбит – при определенных геохимических параметрах среды (Eh, pH, микроклин) концентрации в растворе SiO₂, Al, Na, K, Ca, Mg) (Новиков, 2015). Процессы карбонатизации, связывая Са и Fe, а гидрослюдизации, - К, обеспечивают относительный рост в растворе Mg и Na, что сдвигает равновесие в область устойчивости хлоритов. Последние, связывая Mg, обеспечивают в условиях неравновесной системы (Шварцев, 1991) относительное накопление Na в растворе, что приводит к насыщению воды относительно альбита и его образованию. Время в геологической эволюции системы вода – порода играет ключевую роль (Шварцев, 1991) и по мере ее развития формируются более сложные гидрогенно-минеральные комплексы, устойчивые к ужесточающимся термобарическим условиям зоны катагенеза.

Установлено. что воды, приуроченные к структурам Большехетской мегасинеклизы, Среднепурского мегапрогиба и прилегающих районов Енисей-Хатангского бассейна равновесны к широкому спектру алюмосиликатных минералов, а воды Приуральской мегамоноклизы в периферийной части ЗСОБ достигают лишь стадии равновесия с каолинитом, Са-монтмориллонитом и слюдами. В южных районах изучаемого региона в комплексе аутигенных минералов присутствует каолинит, что не характерно для северных районов, где больше проявлены процессы альбитизации. В восточном направлении процессы аутигенного минералообразования в целом затухают. Гидрогеохимические материалы логично дополняют полученную картину латеральной аутигенно-минералогической зональности, что говорит об их взаимосвязи (Новиков и др., 2019).

Четвертое защищаемое положение. Предельное насыщение подземных вод газами достигается при величине общей газонасыщенности более 1,8 л/л, что запускает механизм формирования залежей углеводородов. К зоне развития вод с значениями Кг от 0,8 до 1,0 приурочены основные газоконденсатные залежи, а к менее насыщенным водам – нефтяные. В настоящее время залежи углеводородов далеки от состояния равновесия с окружающими подземными водами, являющимися более активной составляющей системы вода-газ и заметно опережающими их в своем геохимическом развитии. Это проявляется в различии соотношений фугитивности индивидуальных газов в подземных водах и залежах. Вследствие этого состав последних претерпевает направленное изменение no пути установления равновесия, отвечающего наступившему качественно новому состоянию геохимической системы вода-газ.

Условия физико-химических равновесий газов остаются мало изученными, хотя эта проблема представляет большой научный и практический интерес, т.к. позволяет более целенаправленно решать многие генетические вопросы газо-И нефтеобразования (Соколов, 1971) и позволяет раскрыть ранее неизвестные закономерности формирования подземных вод (Шварцев, 1996). Равновесия позволяют выявить направленность геохимических процессов в системе вода-газ как на настоящем этапе развития нефтегазоносной системы, так и в её геологическом прошлом, а также помогают решать вопросы сохранности залежей и задачи прогнозирования их фазового типа. В рамках рассматриваемой проблемы решается две основные задачи: 1) оценка степени насыщения подземных вод газами - Кг (отношение давления насыщения подземных вод газами к пластовому давлению) и 2) выявление характера взаимодействия в системе вода – газ (пластовые воды – углеводородная залежь).

Проведённые детальные расчёты показали, что насыщение подземных вод газами носит сложный и неодинаковый характер. По величине *Кг* в пределах всех изученных ВК установлены горизонты с водами от низко (менее 0,2) до предельно насыщенных (0,8-1,0) газами (рис. 16).



Рисунок 16 – Изменение коэффициента насыщения вод газами (Кг) с глубиной (а) и от величины общей газонасыщенности подземных вод (б).

а) Зоны по величине коэффициента насыщения вод газами: І - низкого, ІІ - среднего, ІІІ
высокого, ІV – предельно насыщенные, V – углеводородная залежь; коэффициент насыщения вод газами (Кг) в объектах основных гидрогеологических комплексов: 1 – апт-альб-сеноманского, 2 – неокомского, 3 – верхнеюрского, 4 – нижне-среднеюрского.
б) Зоны по величине общей газонасыщенности подземных вод (л/л): 1 – весьма низкой (< 0,1), 2 – низкой (0,1-0,5), 3 – средней (0,5-1), 4 – высокой (1-5), 5 – весьма высокой (> 5).

Для нефтегазоносных отложений юры и мела северных районов ЗСОБ были выявлены общие закономерности по насыщению подземных вод газами. Установлен рост степени насыщения пластовых вод газами по мере погружения продуктивных пластов и ее зависимость от величины их общей газонасыщенности. Все воды при величине общей газонасыщенности более 1,8 л/л становятся насыщенными газами (Ke = 1,0), т.е. возникают теоретические предпосылки для формирования углеводородных залежей (см. рис. 16). Ненасыщенные же газами пластовые воды наоборот способны

растворять в себе сформированные ранее залежи нефти и газа. Установлена прямая зависимость между степенью насыщения пластовых вод газами (*Кг*) и фазовым составом залежей. К зоне развития значений *Кг* от 0,8 до 1,0 приурочены основные газоконденсатные залежи, а к менее насыщенным водам – нефтяные залежи. Довольно сложный характер выявленных зависимостей говорит о разнообразии химического и газового состава подземных вод, а также присутствием в горизонтах нефтегазоносной части разреза различных генетических типов вод.

В основу изучения характера равновесий в системе вода-газ был взят химический и газовый состав (ВРГ) подземных вод, состав свободных газов залежей и результаты испытания скважин. В отличие от изучения степени насыщения пластовых вод газами здесь рассматривается характер перераспределения газов между залежами и пластовыми водами. Оценка процесса проводится по отношениям величин индивидуальных фугитивностей газов, рассчитанных в системах залежь-подземные воды и подземные воды-залежь, в первом случае по составу свободной газовой фазы рассчитывалась гипотетический равновесный состав ВРГ, а во втором – по ВРГ рассчитывался состав гипотетической газовой залежи.

Проведённые в соответствии с данной методикой физико-химические расчёты для 150 залежей нефти и газа приуроченных к отложениям апт-альб-сеноманского, неокомского, верхнеюрского и нижне-среднеюрского комплексов позволили оценить направленность их взаимодействия с вмещающими подземными водами. Анализ перераспределения газов между углеводородными залежами и приконтурными пластовыми водами показал (рис. 17-18), что залежи находятся преимущественно в нестабильном положении по отношению к вмещающим их водам. Практически из всех изученных залежей происходит рассеяние метана, углекислого газа и аргона, что компенсируется привносом в залежи гелия и азота, в разной степени гомологов метана. На многочисленных залежах идет процесс их фазового переформирования в направлении утяжеления состава.

Можно говорить о некоторой специфике процессов перераспределения газов между залежами и окружающими их пластовыми водами в зависимости от фазового состава залежи. Наиболее интенсивно процессы обмена и переформирования протекают в пределах нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей, а наименее интенсивно в нефтяных. Анализ изменения отношений индивидуальных фугитивностей газов в пластовых водах и углеводородных залежах выявил некоторые закономерности. Так, с глубиной отмечается рост отношения у метана, водорода, этана, пропана и диоксида углерода, что подтверждает ранее выполненные исследования Б.Н. Рыженко и В.П. Волкова по росту летучести газов в широком диапазоне температур и давлений (Рыженко, Волков, 1971). Бутан, пентан и гексан ведут себя значительно сложнее.

Результаты расчетов взаимодействий в системе вода – газ показали, что зональность прогнозного – гипотетического состава свободной газовой фазы, кроме углеводородных и неуглеводородных газов, проявляется также в распределении гелийаргонового отношения с глубиной, непосредственно связанного с абсолютным возрастом залежей УВ. В отличие от обычно применяемых методик расчета возраста газов, опирающихся на отношения гелия и аргона в подземных водах и дающих весьма проблематичные результаты, применяемый в программном комплексе HG-32



Рисунок 17 – Зависимость фугитивности CH₄, C₂H₆, C₃H₈, iC₄H₁₀, nC₄H₁₀ и CO₂ в пластовых водах и углеводородных залежах от глубины их залегания. Направление диффузионного потока: 1 – из УВ залежи в пластовые воды, 2 – из пластовых вод в УВ залежь; фугитивность газа: 3 – в УВ залежи, 4 – в пластовых водах.



Рисунок 18 – Зависимость фугитивности iC₅H₁₂, nC₅H₁₂, C₆H₁₄, He, Ar и N₂ в пластовых водах и углеводородных залежах от глубины их залегания. Условные обозначение см. рис. 17.

(Hydrogeo) алгоритм базируется на эмпирическом уравнении В.П. Савченко для свободных газов, полученном им на основе обобщения данных по большому числу месторождений всего мира. Так, прогнозный возраст возможных залежей,

оцениваемый по водорастворенным газам, увеличивается с 20-23 млн. лет (верхний олигоцен) в верхах апт-альб-сеноманского комплекса до 40-87 млн. лет (эоцен-верхний мел) в низах неокомского. Полученные результаты хорошо согласуются с данными (Немченко, Ровенская, Шоелл, 1999) по изотопному составу природных газов гигантских залежей северных районов Западной Сибири.

Таким образом, по установленному характеру равновесий можно утверждать, что имеющиеся в юрско-меловых отложениях залежи нефти и газа выступают в качестве консервативного элемента литосферы, представляя собой «реликты» предшествующих этапов ее геолого-геохимической эволюции. Окружающие подземные воды являются более активной составляющей системы и заметно опережают их в своем геохимическом развитии. Это проявляется в различии соотношений фугитивности индивидуальных газов в подземных водах и залежах.

Вследствие этого состав последних претерпевает направленное изменение по пути установления равновесия, отвечающего наступившему качественно новому состоянию геохимической системы вода – газ. Полученные результаты региональных гидрогеохимических и газогидрогеохимических исследований позволяют говорить о благоприятных условиях для формирования и сохранения залежей углеводородов на большей части изучаемой территории, за исключением прибортовых районов ЗСОБ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В северных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна полнота гидрогеологического разреза снижается от внутренних районов к периферии. Гидродинамические аномалии давлений в пределах пониженных апт-альбсеноманского и неокомского водоносных комплексов объясняются наличием в их разрезе уникальных и крупных по запасам газовых и газоконденсатных залежей, особенно в сеномане. Повышенные и аномально высокие давления в их пределах говорят о высокой степени гидрогеологической закрытости недр, характеризующей элизионный тип водонапорной системы. В исследуемом регионе развиты два типа водонапорных систем: элизионная внутренних природных BO областях И инфильтрационная во внешних прибортовых. Особенно широко зоны АВПД развиты в юрских водоносных комплексах. Они доминируют в западных и центральных районах в верхнеюрских отложениях и в северных и центральных районах нижнесреднеюрских. В неокомском, верхнеюрском и нижне-среднеюрском водоносных комплексах присутствие обширных 30H пьезоминимумов, отмечается протягивающихся вдоль основных очагов генерации нефти и газа (Большехетская и соотносятся крупнейшими Карская мегасинеклизы), которые с зонами нефтегазонакопления (Ванкоро-Сузунская, Бованенковская, Уренгойская и другие).

Ионно-солевой состав изученных водоносных комплексов мела, юры и триаспалеозойских образований контролируется величиной общей минерализации и солеобразующих макрокомпонентов. распределением основных Наблюдается латеральная зональность в изменении химических типов подземных вод. Наименее минерализованные воды с величиной общей минерализации до 2-3 г/дм³ гидрокарбонатно-хлоридного натриево-кальциевого доминируют состава В периферийных районах ЗСОБ, где расположены современные области питания. По мере продвижения к осевой части бассейна с увеличением гидрогеологической закрытости недр растет величина общей минерализации подземных вод, а их состав становится хлоридным натриевым. Основными факторами, определяющими инверсионный тип вертикальной гидрогеохимической зональности в пределах северных районов ЗСОБ являются: 1) характер гидродинамического режима и степень гидрогеологической закрытости недр), 2) обстановки седиментогенеза в разные геологические эпохи, 3) геологическая эволюция системы вода – порода – газ – органическое вещество, 4) наличие в разрезе вулканогенно-осадочного комплекса триаса, 5) вертикальная миграция рассолов из палеозойского фундамента в вышезалегающие отложения осадочного чехла.

Выполненный комплекс палеогидрогеохимических реконструкций и широкий на $\delta^{18}O$ интервал значений δD И указывает существенные изменения палеоклиматических условий, при которых происходило формирование и захват сингенетичной влаги породами: от теплых до прохладных. Для большинства изученных вод наблюдаются выраженные изотопные кислородные сдвиги, что указывает на теплые климатические условия формирования влаги с активным испарением ее с поверхности древних бассейнов и дальнейшее преобразование изотопного состава кислорода вод при взаимодействии с окружающими породами. Полученные тренды изменения изотопного состава захороненных вод, а также величин *d* и КС хорошо совпадают с предполагаемыми изменениями палеоклиматических условий исследованного региона и могут служить условным палеотермометром.

Установлено, что для изученных вод в целом наблюдается постепенное их насыщение водорастворенным неорганическим углеродом с увеличением возраста водовмещающих пород, при этом его изотопный состав изменяется нелинейно, варьируя от глубоко отрицательных до положительных значений согласно волнообразной функции. Предположено, что такая вариация может быть связана с изменением механизма преобразования ОВ в водах и конкурирующими процессами термической органодеструкции, метаногенеза, сульфатредукции и сульфат-метанового перехода, осложненных карбонат-силикатным выветриванием. Конкретные детали протекания этого комплексного процесса требуют дополнительных исследований, выходящих за рамки настоящей работы, но важнейшим наблюдением здесь выступила гомогенизация изотопного состава DIC.

При пластовых температурах, изменяющихся от 80 до 100°C все без исключения изученные воды пересыщены относительно кальцита, и способны высаживать его в виде вторичной минеральной фазы. Вследствие того, что с увеличением температуры его растворимость уменьшается, мы наблюдаем наибольшую степень насыщения вод этим минералом в наиболее погруженных горизонтах. При анализе степени насыщения изученных подземных вод относительно алюмосиликатных минералов можно предположить некоторые тенденции в эволюции системы вода-порода. Если принять, что процессы взаимодействия подземных вод с вмещающими породами северных районов (наиболее погруженных) изучаемого региона находятся на более поздней стадии, чем южных, и учесть сдвиг точек состава вод на термодинамических диаграммах, проследить направление эволюции то можно системы для нефтегазоносных отложений. Формирование аутигенных минералов в зоне катагенеза Западно-Сибирского осадочного северных районов бассейна происходит последовательно (каолинит – монтмориллонит – иллит – слюды – хлорит – альбит – резко восстановительной геохимической микроклин) В условиях среды И контролирующих параметрах (pH, концентрации в растворе Si, Al, Na, K, Ca, Mg).

По установленному характеру равновесий, можно утверждать, что имеющиеся в нефти и газа выступают юрско-меловых отложениях залежи В качестве консервативного элемента литосферы, представляя собой «реликты» предшествующих этапов ее геолого-геохимической эволюции. Окружающие подземные воды являются более активной составляющей системы и заметно опережают их в своем геохимическом развитии. Это проявляется в различии соотношений фугитивности индивидуальных газов в подземных водах и залежах. Вследствие этого состав последних претерпевает направленное изменение по пути установления равновесия, отвечающего наступившему качественно новому состоянию геохимической системы вода – газ.

СПИСОК ОСНОВНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ Работы, опубликованные в изданиях из перечня ВАК или входящие в международные базы данных Web of Science и Scopus

Новиков, Д. А. Степень газонасыщения подземных вод продуктивной части юрского гидрогеологического комплекса Харампурского мегавала / Д. А. Новиков // Геология нефти и газа. – 2000. – № 3. – С. 51–56.

Шварцев, С. Л. Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь) / С. Л. Шварцев, **Д. А. Новиков** // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 8. – С. 1008–1020.

Новиков, Д. А. Гидрогеологические условия нефтегазоносных отложений на структурах южной части Ямало-Карской депрессии / Д. А. Новиков, А. В. Лепокуров // Геология нефти и газа. – 2005. – № 5. – С. 21–33.

Новиков, Д. А. Геохимия подземных вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса Надым-Тазовского междуречья / Д. А. Новиков // Отечественная геология. – 2005. – № 3. – С. 73–82.

Новиков, Д. А. Геолого-гидрогеологические условия палеозойского фундамента Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения / Д. А. Новиков // Известия Вузов. Нефть и газ. – 2005. – № 5. – С. 14–20.

Новиков, Д. А. Гидрогеологические условия Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции / Д. А. Новиков, С. Л. Шварцев // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 10. – С. 1131–1143.

Новиков, Д. А. Перспективы нефтегазоносности среднеюрских отложений полуострова Ямал по гидрогеологическим данным / Д. А. Новиков // Геология нефти и газа. – 2013. – № 6. – С. 65–74.

Кох, А. А. Гидродинамические условия и вертикальная гидрогеохимическая зональность подземных вод в западной части Хатангского артезианского бассейна / А. А. Кох, Д. А. Новиков // Водные ресурсы. – 2014. – № 41. – С. 375–386.

Novikov, D. A. Hydrogeology of the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin / D. A. Novikov, A. F. Sukhorukova // Arabian Journal of Geosciences. – 2015. – Vol. 8. – No. 10. – P. 8703–8719.

Новиков, Д. А. Применение методики поисков залежей углеводородов на основе изучения водно-газовых равновесий / Д. А. Новиков // Газовая промышленность. – 2015. – № 3 – С. 12–17.

Новиков, Д. А. Гидрогеохимия процессов катагенетического преобразования осадочных пород нефтегазоносных отложений арктических районов Западно-Сибирского мегабассейна / Д. А. Новиков // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2016. – № 6. – С. 19–25.

Novikov, D. A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins / D. A. Novikov // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – Vol. 44 – No. 5 – P. 780–786.

Новиков, Д. А. Перспективы нефтегазоносности западной части Хатангского артезианского бассейна по гидрогеологическим данным / Д. А. Новиков, А. А. Кох // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 6. – С. 21–29.

Новиков, Д. А. Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба [Электронный ресурс] / Д. А. Новиков // Геодинамика и тектонофизика. – 2017. – Т. 8. – № 4. – С. 881–901.

Сесь, К. В. Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений центральной части полуострова Ямал / К. В. Сесь, Д. А. Новиков // Бурение и нефть. – 2017. – № 5. – С. 30–35.

Новиков, Д. А. Взаимодействие в системе «вода-порода» в зоне катагенеза арктическиих районов Западно-Сибирского мегабассейна / Д. А. Новиков // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 1. – С. 40–52.

Новиков, Д. А. Разведка месторождений нефти и газа в юрско-меловых отложениях п-ова Ямал на основе изучения водно-газовых равновесий / Д. А. Новиков // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 4. – С. 16–21.

Новиков, Д. А. О вертикальной гидродинамической зональности Ямало-Карской депрессии (северные районы Западной Сибири) / Д. А. Новиков // Известия вузов. Нефть и газ. – 2018. – № 1. – С. 35–42.

Новиков, Д. А. Нефтегазовая гидрогеохимия доюрских комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья / Д. А. Новиков, С. В. Рыжкова, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных, К. В. Сесь, Н. А. Ефимцев, А. Е. Шохин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329.– № 12. – С. 39–54.

Новиков, Д. А. Особенности латеральной гидрогеохимической и аутигенноминералогической зональности оксфордского регионального резервуара Надым-Тазовского междуречья / Д. А. Новиков, Л. Г. Вакуленко, П. А. Ян // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60. – № 6. – С. 843–859.

Новиков, Д. А. Роль элизионного водообмена в формировании гидродинамического поля Ямало-Карской депрессии / Д. А. Новиков // Литология и полезные ископаемые. – 2019. – № 3. – С. 248–261.

Новиков, Д. А. Геотермические особенности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба / Д. А. Новиков // Известия вузов. Нефть и Газ. – 2019. – № 2. – С. 28–36.

Новиков, Д. А. Эволюция гидрогеохимического поля северных и арктических районов Западно-Сибирского осадочного бассейна в мезозое / Д. А. Новиков, А. В. Черных, Я. В. Садыкова, Ф. Ф. Дульцев, В. А. Хилько, И. И. Юрчик // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330.

– № 10. – C. 165–180.

Новиков, Д. А. Гидрогеохимия доюрских комплексов Западной Сибири / Д. А. Новиков, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных, В. А. Хилько, И. И. Юрчик, А. Ф. Сухорукова // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 11. – С. 1561–1576.

Новиков, Д. А. Характер равновесий в системе вода-газ на примере юрскомеловых нефтегазоносных отложений Ямало-Карской депрессии / Д. А. Новиков // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 8. – С. 1074–1092.

Новиков, Д. А. Особенности гидрогеологической стратификации нефтегазоносных отложений западной части Енисей-Хатангского бассейна / Д. А. Новиков, Е. В. Борисов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 1. – С. 42–52.

Novikov, D. A. Hydrogeochemistry of authigenic mineral formation in Upper Jurassic sediments (the Nadym-Taz interfluve area, Arctic regions of Western Siberia) / D. A. Novikov // Applied Geochemistry. – 2020. – Vol. 122. – No. 104704.

Novikov, D. A. Hydrogeological conditions and hydrogeochemistry of radon waters in the Zaeltsovsky–Mochishche zone of Novosibirsk, Russia / D. A. Novikov, F. F. Dultsev, R. Kamenova-Totzeva, T. V. Korneeva // Environmental Earth Sciences. – 2021. – 80(6). – No. 216.

Novikov, D. A. Natural radionuclides monitoring in natural waters of Novosibirsk, Russia / D. A. Novikov, F. F. Dultsev, A. F. Sukhorukova, A. A. Maksimova, A. V. Chernykh, A. S. Derkachyov // Groundwater for Sustainable Development. – 2021. – V. 15. – No. 11. – No. 100674.

Новиков, Д. А. Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов (арктические районы Сибири) / Д. А. Новиков, Е. В. Борисов // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 4. – С. 2–11.

Новиков, Д. А. Влияние траппового магматизма на геохимию рассолов нефтегазоносных отложений западных районов Курейской синеклизы (Сибирская платформа) / Д. А. Новиков, А. О. Гордеева, А. В. Черных, Ф. Ф. Дульцев, Л. М. Житова // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 6. – С. 861–881.

Новиков, Д. А. Первые данные по изотопному составу пластовых вод разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области / Д. А. Новиков, А. Н. Пыряев, А. В. Черных, Ф. Ф. Дульцев, С. В. Рыжкова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – № 2. – Т. 33. – С. 59–72.

Новиков, Д. А. Прогноз нефтегазоносности юрских резервуаров зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов / Д. А. Новиков, Е. В. Борисов // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 2. – С. 216–237.

Новиков, Д. А. Гидрогеохимия венда Сибирской платформы / Д. А. Новиков, А. В. Черных, Л. Н. Константинова, Ф. Ф. Дульцев, И. И. Юрчик // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 8. – С. 1081–1101.

Новиков, Д. А. Об открытии слаборадоновых вод - Инские источники / Д. А. Новиков, Ю. Г. Копылова, А. Ф. Сухорукова, Л. Г. Вакуленко, А. Н. Пыряев, А. А. Максимова, А. С. Деркачев, А. Н. Фаге, А. А. Хващевская, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных,

М. С. Мельгунов, П. Н. Калинкин, С. А. Растигеев // Геология и геофизика. – 2022. – Т. 63. – № 12. – С. 1714–1733.

Novikov, D. A. Geothermal Model of the Fore-Yenisey Sedimentary Basin Transitional Structure between the Ancient Siberian Platform and the Young West Siberian Plate / D. A. Novikov, F. F. Dultsev, Y. F. Filippov // Acta Geologica Sinica. – 2022. – V. 96. – No. 2. – P. 582–590.

Novikov, D. A. Equilibrium modeling of water-gas systems in Jurassic–Cretaceous reservoirs of the Arctic petroleum province, northern West Siberia / D. A. Novikov // Petroleum Exploration and Development. – 2022. – Vol. 49. – Iss. 2. – P. 363–373.

Новиков, Д. А. Эволюция состава стабильных изотопов водорода, кислорода и углерода в водах нефтегазоносных отложений северных районов Западной Сибири / Д. А. Новиков, А. Н. Пыряев, А. А. Максимова, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных // Георесурсы. – 2023 – Т. 25 – № 4. – С. 219–232.

Novikov, D. A. Radon-rich waters of the Tulinka aquifers, Novosibirsk, Russia / D. A. Novikov, Yu. G. Kopylova, A. N. Pyryaev, A. A. Maksimova, A. S. Derkachev, A. F. Sukhorukova, F. F. Dultsev, A. V. Chernykh, A. A. Khvashchevskaya, P. N. Kalinkin, A. V. Petrozhitsky // Groundwater for Sustainable Development. – 2023. – Vol. 20. – No. 100886.

Новиков, Д. А. Уран и торий в системе вода - порода (на примере нефтегазоносных отложений северных районов Западной Сибири) / Д. А. Новиков, Л. Г. Вакуленко, П. А. Ян, А. А. Хващевская // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2023. – № 3 (55). – С. 78–88.

Новиков, Д. А. Стабильные изотопы О, Н, С в подземных водах нефтегазоносных отложений северных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна / Д. А. Новиков, А. Н. Пыряев // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2023. – № 2. – С. 23–32.

Novikov, D. A. Hydrogeological conditions and hydrogeochemistry of the Kamenskoye hydro-radon occurrence, Novosibirsk, Russia / D. A. Novikov, Dultsev F. F., A. A. Maksimova, A. S. Derkachyov, A. V. Chernykh // Geochemistry. – 2023. – V. 83. – No. 126016.

Novikov, D. A. Geochemistry and origin of natural gas in the arctic area of West Siberia / D. A. Novikov, F. F. Dultsev, E. V. Borisov, A. V. Chernykh, E. A. Fursenko // Environmental Earth Sciences. – 2023. – Vol. 82. – No. 261.

Pyryaev, A. N. Radiocarbon dating of the natural groundwaters in the Ob-Zaisan folded region (Russia) / A. N. Pyryaev, **D. A. Novikov**, A. Petrozhitskiy, D. Kuleshov // Groundwater for Sustainable Development. – 2024. – V. 27. – No. 101335.

Novikov, D. A. Integrated Isotope-Geochemical and Microbiological Studies of Groundwaters in Oilfields (the Southern Part of the West Siberian Basin) / D. A. Novikov, A. A. Khvashchevskaya, A. N. Pyriaev, N. G. Nalivaiko, I. A. Gosteva, A. V. Chernykh, A. A. Maksimova, S. V. Ryzhkova, S. A. Pavlova, F. F. Dultsev // Modeling Earth Systems and Environment. – 2024. – Vol. 10 (2). – P. 2113–2131.

Новиков, Д. А. Геотермический режим недр северных и арктических районов Западно-Сибирского осадочного бассейна / Д. А. Новиков // Геология и минеральносырьевые ресурсы Сибири. – 2024. – № 3. – С. 127–140.