

*На правах рукописи*

**КОХ Александр Александрович**

**ГЕОХИМИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД  
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ  
ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО БАСЕЙНА**

25.00.07 – Гидрогеология

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Томск – 2014

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук

**Научный руководитель:** Новиков Дмитрий Анатольевич  
кандидат геолого-минералогических наук, доцент

**Официальные оппоненты:** **Матусевич Владимир Михайлович**  
доктор геолого-минералогических наук, профессор,  
федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
профессионального образования Тюменский  
государственный нефтегазовый университет,  
профессор кафедры геологии месторождений нефти  
и газа

**Сурнин Алексей Иванович**  
кандидат геолого-минералогических наук,  
федеральное государственное унитарное  
предприятие Сибирский научно-исследовательский  
институт Геологии, геофизики и минерального  
сырья, заведующий отделом гидрогеологии  
нефтегазоносных провинций и геоэкологии

**Ведущая организация:** федеральное государственное бюджетное  
учреждение науки Институт земной коры  
Сибирского отделения Российской академии наук,  
г. Иркутск, ул. Лермонтова, д. 128

Защита диссертации состоится 26 декабря 2014 г. в 16<sup>00</sup> часов на заседании диссертационного совета ДМ 212.269.03 при ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, корпус 20, ауд. 504

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (634050, г. Томск, ул. Белинского, 55) и на сайте: <http://portal.tpu.ru/council/2799/worklist>

Автореферат разослан «30» октября 2014 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
к.г.-м.н.



Лепокурова  
Олеся Евгеньевна

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

В последние годы многократно возрос интерес к арктическим территориям Российской Федерации. Несмотря на ряд обобщающих работ (Ростовцев, Равдоникас, 1958; Торгованова, 1960; Маврицкий, 1962; Равдоникас, 1962; Гидрогеология..., 1972; Конторович и др., 1975; Матусевич, 1976; Кругликов и др., 1985; Ставицкий, Курчиков, Конторович и др., 2004; Матусевич, Рыльков, Ушатинский, 2005), гидрогеологические условия северных территорий изучены сравнительно слабо и неравномерно. Здесь остается нерешенным ряд фундаментальных вопросов гидрогеохимии, связанных с природой инверсионного типа вертикальной гидрогеохимической зональности и аномально высоких пластовых давлений. По изучаемому региону не проводилось обобщения гидрогеологических данных с 1977 г., за это время в результате геологоразведочных работ накоплен обширный материал, требующий комплексной интерпретации.

Западная часть Енисей-Хатангского бассейна (ЕХБ) является высокоперспективной территорией для восполнения ресурсной базы углеводородов (УВ), став объектом поисково-разведочных работ еще в 30-е годы прошлого века. Активное изучение арктических районов РФ в последнее время, в том числе и изучаемого района, привело к открытию Ново-Соленинского нефтегазового в 2000 г. и Байкаловского нефтегазоконденсатного в 2009 г. Здесь выявлена уникальная Ванкор-Сузунская зона нефтегазонакопления, залежи которой являются одними из ведущих поставщиков нефти в трубопроводную систему Восточная Сибирь – Тихий океан.

Гидрогеологические особенности региона и существующие предпосылки выявления новых ресурсов УВ определяют интерес и **актуальность** изучения западной части ЕХБ. Результаты исследований способствуют росту заинтересованности к нефтегазопроисковым работам в арктических районах Западной Сибири, включая прилегающий шельф Карского моря.

**Целью работы** является проведение детальных гидрогеологических исследований, выявление особенностей геохимии подземных вод нефтегазоносных отложений и обоснование гидрогеологических критериев нефтегазоносности мезозойских отложений.

**Объект исследования** – подземные воды нефтегазоносных отложений западной части Енисей-Хатангского бассейна.

**Научная задача** состояла в том, чтобы на основе гидрогеохимических материалов, результатов испытания скважин, данных ГИС, с применением детальных палеогидрогеологических реконструкций и методов физико-химического моделирования в системе «вода-порода-газ-ОВ» изучить механизмы формирования состава подземных вод нефтегазоносных отложений западной части ЕХБ.

Поставленная задача решалась **поэтапно**:

- выполнена гидрогеологическая стратификация разреза с последующим районированием территории, изучена структура геотермического поля, гидродинамический режим недр и палеогидрогеологические условия нефтегазоносных отложений;
- выявлены закономерности распределения ионно-солевого состава, водорастворенных газов и водорастворенного органического вещества по площади и разрезу, установлены особенности гидрогеохимического поля, латеральной и вертикальной гидрогеохимической зональности;

- изучены параметры фазовых равновесий между свободными газами залежей и водорастворенными, установлен характер равновесия подземных вод с карбонатными и алюмосиликатными минералами;
- выявлены основные механизмы формирования разных генетических типов подземных вод;
- обоснован оптимальный комплекс гидрогеохимических критериев на основе которого выполнена оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений и даны рекомендации для постановки дальнейших нефтегазопромысловых работ.

**Фактический материал и методы исследования.** Основой для научных исследований послужили фондовые материалы производственных и научных организаций (ПГО Енисейгеофизика, Енисейнефтегазгеология, СЕВМОРГЕО, НИИГА, ВНИГРИ, СНИИГГиМС, ИНГГ СО РАН) и опубликованные работы по западной части ЕХБ и сопредельных территорий: 1) результаты испытания скважин (256 объектов) 51 поисковой площади; 2) химические анализы подземных вод (435 проб), водорастворенных газов (55 проб) и водорастворенного органического вещества (36 проб); 3) замеры пластовых давлений (313 объектов) и точечные замеры пластовых температур (212), термометрия из комплекса ГИС по 56 скважинам.

Анализ тектонического строения проводился по тектонической карте юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Конторович, Беляев и др., 2007) и классификации тектонических элементов. Анализ напряженности гидродинамического поля выполнялся по классификации М.Б. Букаты (2001).

Комплексное изучение химического и газового состава подземных вод и их типизация проводилась по гидрогеологическим наборам признаков с применением методов математической статистики. Химические типы подземных вод выделены по классификации С.А. Щукарева. При интерпретации химического состава применялись графоаналитические методы М.Г. Курлова, Н.И. Толстихина, С. Palmer, А. Piper, Н. Schoeller и других.

При палеогидрогеологических реконструкциях использованы атласы литолого-палеогеографических карт (Атлас..., 1968, 1976; Конторович, Конторович, Рыжкова и др., 2013), палеоландшафты Западной Сибири (Гольберт, Маркова, Полякова и др., 1968) и общепринятые представления о гидрогеологическом цикле, смене природных водонапорных систем, процессах уплотнения глинистых осадков, принципах актуализма и историзма. Схема периодизации гидрогеологической истории составлена по методике Е.А. Баскова, С.Б. Вагина, А.А. Карцева (1969).

Расчеты коэффициентов активностей, оценка равновесия с минералами водовмещающих отложений проводились в программном комплексе HydroGeo (разработан М.Б. Букаты), основанном на принципах равновесного физико-химического моделирования по константам стехиометрических уравнений реакций. Основы термодинамических расчетов изложены в работах R.M. Garrels и C.L. Christ (1960), H.C. Helgeson (1968, 1969), T. Paces (1973), J.I. Drever (1982), K.S. Pitzer (1992), А.А. Махнач (1989), В.Н. Озябкина и С.В. Озябкина (1996), С.Л. Шварцева (1991, 1998), М.Б. Букаты (2010). Решение о направлении преобразования минерального вещества в сложившихся гидрогеохимических условиях проводилось с использованием диаграмм стабильности минералов, где линии полей устойчивости минералов определяются стехиометрией реакций, а их положение – численными значениями констант равновесий, которые определяются исходя из свободных энергий образования (Гиббса) рассматриваемых веществ.

Для хранения и обработки информации использовались средства пакетов Microsoft Office, StatSoft (Statistica 8.0). Составление гидрогеологических карт, схем, разрезов выполнено в программных комплексах Surfer 11.0 и GridMaster на основе структурных карт по основным отражающим горизонтам, созданных в ИНГГ СО РАН, и полученных регрессионных зависимостей. Финальная обработка картографического материала проводилась в среде пакета CorelDRAW 14.0.

**Научная новизна, личный вклад.** Впервые выполнено гидрогеологическое районирование западной части ЕХБ. На основе имеющегося фактического материала проведено комплексное изучение состава подземных вод, водорастворенных газов, геотермических и гидродинамических условий нефтегазоносных отложений региона. Установлено шесть типов вертикальной геотермической зональности и выполнено районирование территории. Составлены карты по общей минерализации, химическому составу подземных вод и коэффициенту аномальности пластовых давлений. Установлено преобладание во всех гидрогеологических комплексах вод седиментогенного генезиса, разбавленных древними инфильтрационными, литогенными и локально распространенными конденсатогенными водами. Впервые проведены расчеты степени насыщения подземных вод газами и определен характер физико-химических равновесий и направленность процессов фазового перераспределения газов между УВ залежей и окружающими их пластовыми водами. Составлены диаграммы стабильности минералов с отражением химического состава и оценена степень равновесия подземных вод с карбонатными и алюмосиликатными минералами. Подтвержден равновесно-неравновесный характер системы «вода – горная порода – газ – ОВ». Обоснован комплекс гидрогеологических критериев, по которому рекомендовано 23 высокоперспективных объекта, с целью обнаружения пропущенных (или невыявленных) залежей УВ. Впервые составлен комплект карт перспектив нефтегазоносности юрско-меловых комплексов по гидрогеологическим данным.

**Практическая значимость полученных результатов.** Проведенные гидрогеохимические исследования позволили выявить ведущие гидрогеологические показатели для западной части ЕХБ и выполнить оценку перспектив нефтегазоносности нижнего гидрогеологического этажа с разделением земель по вероятности обнаружения залежей УВ. Предложенный комплекс гидрогеологических критериев прогноза нефти и газа применим для других районов Западно-Сибирского мегабассейна.

Материалы диссертации использовались в отчетных материалах по базовым научным проектам ИНГГ СО РАН, СО РАН и заказам ОАО «Роснефть», ОАО «Газпром» и других недропользователей.

**Апробация результатов работы.** Результаты исследований по теме диссертации докладывались на конференциях, совещаниях и симпозиумах разного уровня: Всероссийская молодежная научная конференция «Трофимукские чтения» (Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 2008, 2011); XXIII, XXIV и XXV Всероссийская молодежная конференция «Строение литосферы и геодинамика» (Иркутск, ИЗК СО РАН, 2009, 2011, 2013); XIX и XX Всероссийское совещание по подземным водам востока Сибири и Дальнего Востока «Подземная гидросфера» (Тюмень, ТФ ИНГГ СО РАН, 2009; Иркутск, ИЗК СО РАН, 2012); XV Международный научный симпозиум им. ак. М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, ТПУ, 2011); VII, VIII и X Международный научный конгресс «Интерэкспо Гео-Сибирь» (Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 2011, 2012, 2014); Научно-практическая конференция «Современные вызовы при разработке и обустройстве

месторождений нефти и газа Сибири» (Томск, ТПУ, 2011); Всероссийская конференция с участием иностранных ученых «Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами» (Томск, ТНЦ СО РАН, 2012); Научно-практическая конференция «Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса востока России» (Санкт-Петербург, ВНИГРИ, 2013); Всероссийская молодежная научно-практическая конференция «Науки о Земле. Современное состояние» (республика Хакасия, геологический полигон «Шира», 2013, 2014).

По теме диссертации опубликовано 20 работ, в том числе 3 в журналах из перечня ВАК («Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений», «Отечественная геология» и «Водные ресурсы»).

**Структура и объем диссертации.** Диссертация состоит из введения, пяти глав и заключения. Общий объем - 194 страниц, включая 77 рисунков, 33 таблицы и список литературы (более 250 наименований).

**Благодарности.** Автор выражает особую признательность и благодарность научному руководителю Д.А. Новикову за требовательность, постоянное обсуждение результатов, замечания и объективную критику при написании работы. Также автор признателен академику РАН А.Э. Конторовичу и его научной школе. В ходе работы автор пользовался советами, консультациями и рекомендациями докторов наук В.И. Москвина, С.Л. Шварцева, кандидатов наук А.Д. Назарова, Я.В. Садыковой, А.Ф. Сухоруковой, М.А. Фомина. Также получены ценные советы и критические замечания кандидатов наук М.О. Захряминой, М.А. Павловой, Н.С. Трифонова.

## ОСНОВНЫЕ ЗАЩИЩАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

**Первое положение. В разрезе нижнего гидрогеологического этажа западной части Енисей-Хатангского бассейна распространены подземные воды хлоридного-натриевого, хлоридно-гидрокарбонатного натриевого и гидрокарбонатно-хлоридного натриевого составов с величиной общей минерализации от 2-5 до 20-23 г/дм<sup>3</sup>. В центральной части региона преобладает инверсионный тип вертикальной гидрогеохимической зональности, являющийся следствием эволюции осадочного бассейна.**

В тектоническом отношении ЕХБ занимает территорию Енисей-Хатангского регионального прогиба вытянутого в субширотном направлении (от низовьев р. Енисея на западе до Хатангского залива на востоке). Разделен на две впадины Малохетско-Рассохинско-Балахнинским глубинным разломом с системой одноименных мегавалов, вместе с которыми западная часть ЕХБ по особенностям строения и первичной седиментации входит в Западно-Сибирский мегабассейн, в пределах которого установлено развитие неокомского клиноформного комплекса, аналогичного Западно-Сибирскому, и полное его отсутствие в восточной части ЕХБ. Другими словами, изучаемый регион характеризуется переходным типом гидрогеологического разреза от Западно-Сибирского артезианского бассейна (ЗСАБ) к Восточно-Сибирской артезианской области с вытекающими отсюда следствиями: гидрогеологической стратификацией разреза, термобарическими условиями и химизмом подземных вод.

При рассмотрении имеющихся гидрогеологических материалов выявлена весьма сложная гидрогеологическая структура бассейна, обусловленная наличием размывов флюидоупоров и дизъюнктивной тектоники. В разрезе выделено два гидрогеологических этажа. Используя водообменные параметры гидрогеологических структур по С.Л. Шварцеву (1998) верхний гидрогеологический этаж следует относить к зоне интенсивного, а нижний – к

зоне затрудненного и застойного водообмена. Верхний отделен от нижнего регионально развитым турон-олигоценым водоупором, экранирующие способности которого нарушаются в прибортовых частях бассейна при литологическом замещении на песчаные разности. В нижнем гидрогеологическом этаже, сложенном породами песчано-алевролитового состава, разделенными аргиллито-глинистыми водоупорами, выделено 5 гидрогеологических комплексов (сверху – вниз): апт-альб-сеноманский, неокомский, верхнеюрский, ниже-среднеюрский, триас-палеозойский (нерасчлененный) (Гидрогеология..., 1970; Кругликов, Нелюбин, Яковлев, 1985; Назаров, 2004; Новиков, 2012). По полноте разреза выделено восемь типов гидрогеологических структур, на основе которых выполнено гидрогеологическое районирование территории.

Анализ структуры гидродинамического поля выявил повышенные и аномально высокие пластовые давления ниже 2500 м (рис. 1), развитые в нижнехетском, нижнехетско-суходудинском и нижнесуходудинском резервуарах неокомского гидрогеологического комплекса (коэффициент аномальности  $K_a$  составляет 1,46 в скважине №2 Турковской площади, 1,45 – в №1 Пайяхской площади) и малышевском резервуаре ниже-среднеюрского комплекса ( $K_a$  – 1,24 в скважине №4 Средне-Яровской площади, 1,61 – в скважине №2 Турковской площади).

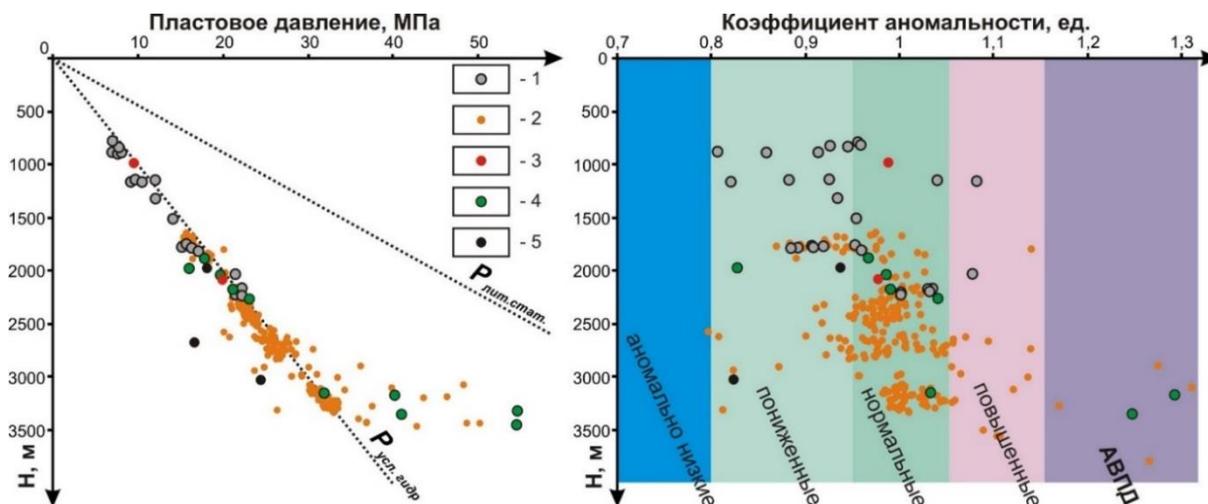


Рисунок 1 - Зависимость пластовых давлений (а) и коэффициента аномальности (б) с глубиной. Замеры пластовых давлений в: 1 – апт-альб-сеноманском; 2 – неокомском; 3 – верхнеюрском; 4 – ниже-среднеюрском; 5 – триас-палеозойском гидрогеологических комплексах

Имеющийся фактический материал по химическому составу подземных вод западной части ЕХБ и применение методов математической статистики позволили установить характеристики гидрогеохимического поля, фоновые и аномальные концентрации химических элементов для основных гидрогеологических комплексов.

В разрезе нижнего гидрогеологического этажа выявлены воды разного химического состава, но доминирующими являются воды хлоридного натриевого, хлоридно-гидрокарбонатного натриевого и гидрокарбонатно-хлоридного натриевого составов. Каждый из них имеет свои особенности в распределении солеобразующих компонентов по комплексам и разрезу. Северные районы ЗСАБ и прилегающих структур характеризуются весьма сложной поясной гидрогеохимической зональностью. Западная часть ЕХБ не является исключением. Так, в апт-альб-сеноманском гидрогеологическом комплексе минерализация подземных вод варьирует от 2,0 до 17,0 г/дм<sup>3</sup> (фоновые значения 8,4-11,5 г/дм<sup>3</sup>). Наиболее распространенными являются хлоридные натриевые воды (до 80 % случаев). В восточной и

северо-восточной части региона встречены практически пресные подземные воды (до 1-2 г/дм<sup>3</sup>). Воды с соленостью до 16-17 г/дм<sup>3</sup> установлены на Аномальной, Лодочной, Пеляткинской и Средне-Яровской площадях. В пределах *неокомского* гидрогеологического комплекса картина распределения величины общей минерализации носит мозаичный характер (от первых граммов до 14,0 г/дм<sup>3</sup>). Фоновым значениям выступает интервал 5,8-6,6 г/дм<sup>3</sup>. Восточная прибортовая зона и обширный юго-западный регион характеризуются наличием вод еще более низкой минерализации до 2,0-3,5 г/дм<sup>3</sup>. В нижнехетско-суходудинском и нижнесуходудинском резервуарах установлены повышенные концентрации НСО<sub>3</sub>-иона (от 286 до 2500 мг/дм<sup>3</sup> и более). Водоносные отложения *верхнеюрского* комплекса большей частью заглинизированы и распространены узкой полосой вдоль восточного борта бассейна. Среднее значение минерализации составляет 9,3 г/дм<sup>3</sup> (диапазон изменения фоновых значений от 5,8 до 14,0 г/дм<sup>3</sup>). В *нижне-среднеюрском* комплексе подземные воды достаточно пестрые по составу. Среднее значение минерализации составляет 8,4 г/дм<sup>3</sup> (фоновые значения от 1,5 до 12,3 г/дм<sup>3</sup>). Примерно в равных долях присутствуют хлоридные натриевые и хлоридно-гидрокарбонатные натриевые, в меньшей степени встречаются гидрокарбонатно-хлоридные натриевые воды. Маломинерализованные подземные воды залегают в северных и северо-западных районах изучаемого региона, а также у восточной окраины.

Установлено закономерное уменьшение величины общей минерализации с глубиной (от 14-17 г/дм<sup>3</sup> до 2-5 г/дм<sup>3</sup>), сопровождающееся сменой ионно-солевого состава подземных вод от хлоридного натриевого типа к водам с различным преобладанием НСО<sub>3</sub>-иона в анионной части химического состава. Инверсионный тип вертикальной гидрогеохимической зональности зафиксирован на 20 из 30 поисковых площадей (рис. 2, а), местоположение которых в целом совпадает с зоной повышенных и АВПД (рис. 2, в). Зоны пониженной минерализации в пределах нижнесуходудинского, верхнесуходудинского и малышевского резервуаров связаны с процессами элизионного водообмена. Данными А.М. Блоха, У. Джонса, Дж. Перри, Дж. Хауэра, а также В.Д. Безроднова, А.А. Жучковой, П.А. Крюкова, В.Ф. Симоненко в лабораторных условиях по сжатию водонасыщенных глин экспериментально показано, что в процессе умеренного увеличения давления, концентрация солей в элизионной воде уменьшается. Воды, высвобождающиеся при перестройке глинистых минералов в химическом отношении чрезвычайно агрессивны, обладают аномально высокой растворяющей способностью, в том числе по отношению к неполярным органическим соединениям и могут высвобождать из нефтепроизводящих пород значительное количество УВ (Бабинец, 1960; Крюков, Жучкова, Ренгартен, 1962; Безроднов, 1970).

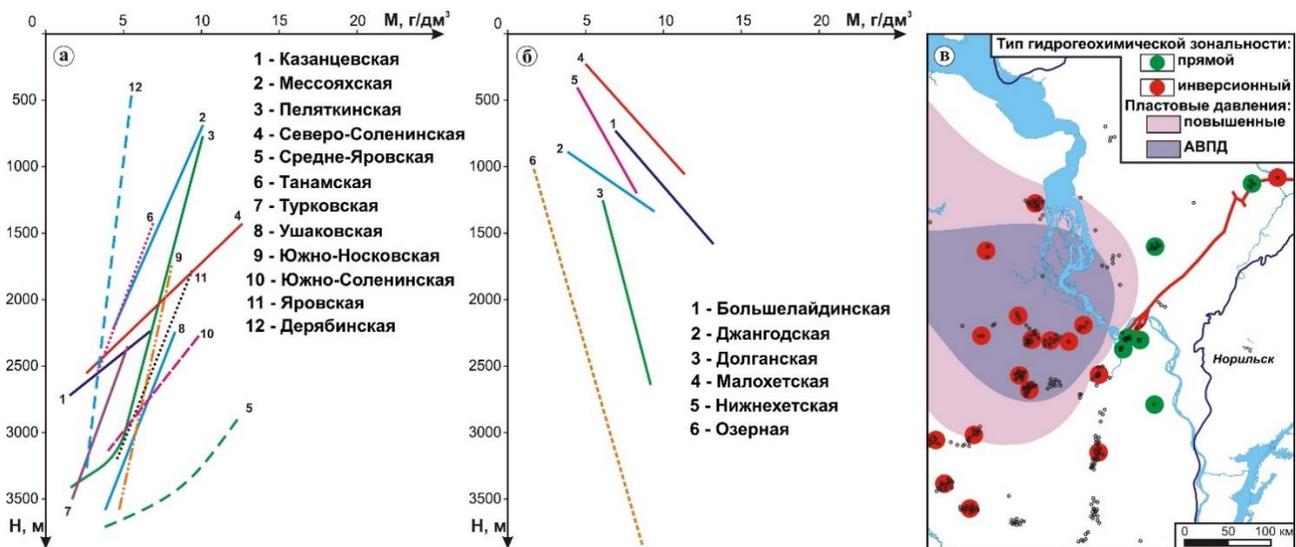


Рисунок 2 - Площади с инверсионным (а), прямым (б) типом вертикальной гидрогеохимической зональности и их соотношение с повышенными и АВПД в пределах нижнего гидрогеологического этажа западной части ЕХБ

На ряде площадей, приуроченных к прибортовым частям бассейна и Малохетско-Рассохинско-Балахнинскому мегавалу (участки промытые инфильтрационными водами), установлен прямой тип вертикальной гидрогеохимической зональности (рис. 2, б, в).

Выявлена связь хлоридно-гидрокарбонатных натриевых и гидрокарбонатно-хлоридных натриевых подземных вод с высокогазонасыщенными интервалами и повышенными концентрациями бензола. На прямую связь органических кислот и гидрокарбонат-иона указывали Г.А. Иванова и В.М. Матусевич. Эти два химических типа вод связаны с конденсатогенными растворами, формирование которых шло одновременно с залежами УВ. Растворитель в конденсатогенных водах образуется при выделении из паро-водно-газовой смеси при изменении пластового давления и температуры, а растворенные вещества по большей части талассогенные. В.Г. Козловым, Т.В. Левшенко и другими эмпирически установлено увеличение относительной концентрации органических кислот,  $\text{NH}_4^+$ ,  $\text{B}^-$ ,  $\text{HCO}_3^-$ -иона и снижение содержаний  $\text{Cl}^-$  и  $\text{Br}^-$  в таких водах. Работами А.Э. Конторовича, Ю.Г. Зимина и других показано, что рост концентраций  $\text{HCO}_3^-$ -иона также сопровождается увеличением содержаний  $\text{NH}_4^+$ ,  $\text{J}^-$ , переходящих в раствор при преобразовании ОВ.

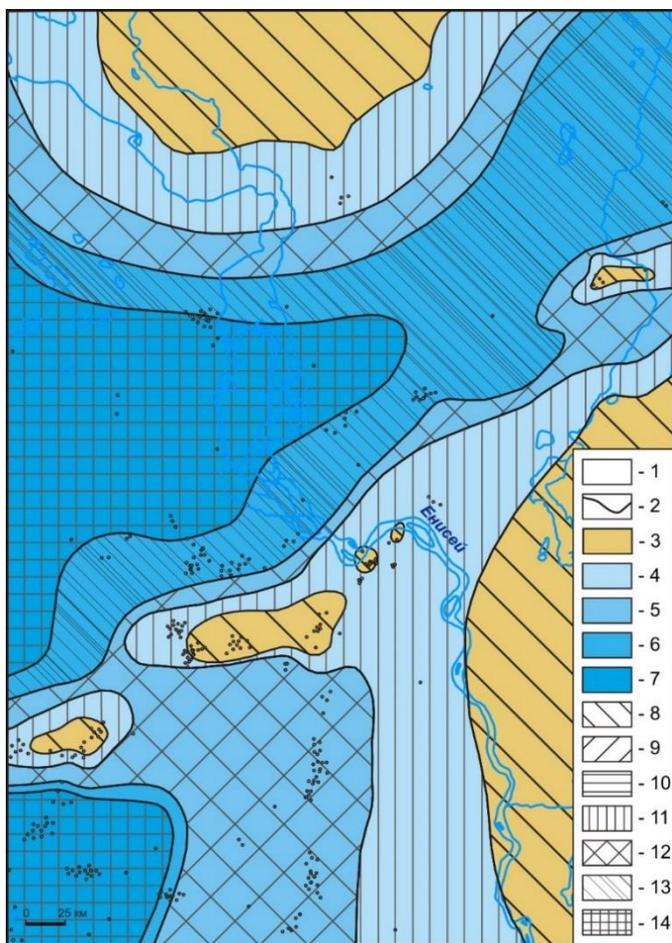
В современной гидрогеохимии для объяснения природы инверсионной гидрогеохимической зональности выдвинут ряд научных гипотез: 1) первоначальная опресненность бассейна седиментации; 2) современное и древнее промывание инфильтрационными водами; 3) преобразование захороненного органического вещества; 4) подток элизионных вод из нижележащих отложений; 5) конденсация паров воды при восходящей миграции углеводородных газов; 6) минеральные преобразования глинистых пород (Кротова, 1962; Ростовцев, 1968; Ставицкий, 1968; Учителева, Пустовалова, 1978; Карцев, Вагин, Матусевич, 1986).

Проявление подземных вод пониженной минерализации в изучаемом регионе является результатом действия трех основных процессов: 1) разбавлением седиментационных вод маломинерализованными элизионными водами; 2) наличием ОВ и его катагенетического преобразования; 3) формированием залежей УВ вместе с конденсатогенными водами.

**Второе положение. В юрско-меловых отложениях исследуемого бассейна развиты подземные воды разного генезиса. Во всех гидрогеологических комплексах доминируют**

воды седиментогенного генезиса, смешанные с древними инфильтрогенными, преобладающими в прибортовых частях. На современной этапе доминируют процессы их смешения с литогенными и локально распространенными конденсатогенными.

Палеогидрогеологические реконструкции позволили выделить две «ветви» гидрогеологических циклов, учитывающих особенности осадконакопления западной части



ЕХБ (рис. 3). В северо-западной и центральной частях бассейна выделено 10 гидрогеологических циклов, среди которых выделен крупный верхнеюрско-нижнемеловой в связи с преобладанием морских обстановок осадконакопления в течение келловей-валанжинского времени. В пределах северной и юго-восточной частей, начиная с геттангского века, обособляется пятнадцать гидрогеологических циклов, отражающих стабильное чередование трансгрессивно-регрессивных этапов. Так, в прибортовых частях ЕХБ господствовали обстановки преимущественно континентального осадконакопления, где источником подземных вод являлись метеогенные гидрокарбонатные кальциевые воды с минерализацией до 2 г/дм<sup>3</sup>. В осевой части прогиба основным источником подземных вод служили сингенетичные талассогенные воды хлоридного натриевого состава с минерализацией от 15 до 30-35 г/дм<sup>3</sup>,

которые во время длительных трансгрессивных этапов захоранивались совместно с богатыми ОВ морскими глинистыми осадками.

1 - глубокие скважины; 2 - границы палеогеографических обстановок; денудационные области: 3 - равнина возвышенная (денудационная суха). Области морского осадконакопления: 4 - море мелкое (глубина моря менее 25 м); 5 - море мелкое (глубина моря 25-100 м); 6 - море мелкое (глубина моря 100-200 м); 7 - море глубокое (глубина моря 200-400 м и более). Палеогидрогеохимические зоны захоронения: 8 - пресных инфильтрогенных вод с минерализацией до 0,5 г/дм<sup>3</sup>, с преобладанием в составе ионов HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> и Ca<sup>2+</sup>; 9 - пресных и солоноватых инфильтрогенных вод с минерализацией 0,5-2,0 г/дм<sup>3</sup>, с преобладанием в составе ионов HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> и Ca<sup>2+</sup>, при повышенном содержании ионов Cl<sup>-</sup> и Na<sup>+</sup>; 10 - солоноватых вод с минерализацией 2,0-5,0 г/дм<sup>3</sup> с преобладанием в составе ионов Cl<sup>-</sup> и Na<sup>+</sup>, при повышенном содержании HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> и Ca<sup>2+</sup>; 11 - солоноватых вод с минерализацией 5,0-15,0 г/дм<sup>3</sup>, с преобладанием в составе ионов Cl<sup>-</sup> и Na<sup>+</sup>, при повышенном содержании ионов Ca<sup>2+</sup> и Mg<sup>2+</sup>; 12 - соленых (талассогенных) вод с минерализацией 15,0-20,0 г/дм<sup>3</sup>, с преобладанием в составе ионов Cl<sup>-</sup> и Na<sup>+</sup>, при повышенном содержании Mg<sup>2+</sup>; 13 - соленых (талассогенных) вод с минерализацией 20,0-30,0 г/дм<sup>3</sup>, с преобладанием в составе ионов Cl<sup>-</sup> и Na<sup>+</sup>, при повышенном содержании Mg<sup>2+</sup>; 14 - соленых (талассогенных) вод с минерализацией 30,0-35,0 г/дм<sup>3</sup>, с преобладанием в составе ионов Cl<sup>-</sup> и Na<sup>+</sup>, при повышенном содержании Mg<sup>2+</sup>.

Рисунок 3 - Палеогидрогеохимическая схема с элементами фациальной зональности (волжский век)

В раннесреднеюрское время в пределах западной части ЕХБ была развита прибрежная равнина, временами затопливаемая морем, давшая начало водам с величиной общей минерализации от 2 до 5 г/дм<sup>3</sup>. Прибортовые территории (северная и юго-восточная части

региона) служили источником обломочного материала для осадочного бассейна и преимущественно инфильтрационных вод в течение всего мезо-кайнозойского этапа седиментогенеза. Процессы формирования основных глинистых толщ на элизионных этапах сопровождались захоронением сингенетичных талассогенных вод. В позднеюрское время крупнейшая трансгрессия привела к расширению моря с некомпенсированным типом осадконакопления, доминировавшим до волжского времени с незначительными колебаниями уровня моря. В юго-восточной части региона при этом происходили закономерные чередования трансгрессий и регрессий, с формированием перемежающихся глинистых и хорошо проницаемых толщ, в которых имели место сначала талассогенные, а по мере уплотнения поступали элизионные воды. В неокомском комплексе, представленном ритмично-слоистой формацией сложного клиноформного строения, развиты подземные воды преимущественно седиментогенного типа, смешанные с древними инфильтрационными, проникавшими в эпохи регрессии. С этим комплексом связаны основные залежи нефти и газа и перспективы на обнаружение новых. Апт-альб-сеноманский комплекс формировался также в условиях смены трансгрессивно-регрессивных циклов, что приводило к поступлению в бассейн седиментационных и инфильтрационных вод.

По комплексу геологических и палеогидрогеологических данных предварительно установлены особенности химического состава основных генетических типов вод (табл. 1).

Таблица 1 - Характеристика генетических типов подземных вод

Генетический тип подземных вод	Коэффициенты						
	М, г/дм <sup>3</sup>	$\frac{rNa}{rCa+rMg}$	$\frac{SO_4 \cdot 100}{Cl}$	$\frac{HCO_3 \cdot 100}{Cl}$	rNa/rCl	Cl/Br	B/Br
Седиментогенный (талассогенный)	9-23	$\frac{3,1-174,2^*}{29,4}$	$\frac{0,1-3,8}{0,3}$	$\frac{0,2-27,9}{4,5}$	$\frac{0,8-1,5}{0,9}$	$\frac{35-403}{220}$	$\frac{0,1-2,3}{0,4}$
Древний инфильтрационный	3-10	$\frac{3,1-113,0}{50,2}$	$\frac{0,1-6,0}{1,2}$	$\frac{34,0-98,8}{64,5}$	$\frac{0,4-3,6}{1,8}$	$\frac{46-395}{197}$	$\frac{0,1-2,1}{0,6}$
Литогенный (термодегидратационный)	5-12	$\frac{3,2-113,8}{35,6}$	$\frac{0,1-5,3}{0,6}$	$\frac{0,5-101,8}{32,9}$	$\frac{0,3-3,5}{1,5}$	$\frac{50-380}{205}$	$\frac{0,1-1,8}{0,5}$
Конденсатогенный	1-5	$\frac{4,9-109,3}{38,8}$	$\frac{0,9-8,7}{3,2}$	$\frac{42,3-161,8}{131,5}$	$\frac{1,3-3,4}{2,4}$	$\frac{22-368}{187}$	$\frac{0,3-2,8}{1,1}$

Примечание: \* - в числителе предельные значения, в знаменателе – среднее

По мере развития осадочного бассейна формировались горизонты, содержавшие сингенетичные седиментогенные воды, начальный состав которых отвечал либо нормальной океанической воде, либо ее дериватам (лагуны, морские воды, разбавленные континентальным стоком и другие).

Седиментогенные воды преобладают в центральных, западных и восточных районах и характеризуются минерализацией от 8 до 20-23 г/дм<sup>3</sup>, и коэффициентом rNa/rCl колеблющемся в пределах 0,8-1,5, Cl/Br составляет в среднем 220. Их источником являлись талассогенные воды, состав которых первоначально определялся обстановками морского осадконакопления. Но уже на иловой стадии произошли революционные изменения их состава. Оценка степени концентрирования химических элементов относительно состава морской воды нормальной солености по хлору показала, что их накопление происходило селективно. Высокой степенью концентрирования обладают J<sup>-</sup>, NH<sub>4</sub><sup>-</sup>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, SiO<sub>2</sub>, B<sup>-</sup>. Средней – ионы Ca<sup>2+</sup>, Na<sup>+</sup>, K<sup>+</sup>, Br<sup>-</sup>. Не происходит накопления Mg<sup>2+</sup> и SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>. Подземные воды еще на иловой стадии прошли этап десульфатизации, а Mg<sup>2+</sup> по мере развития процессов взаимодействия вод с вмещающими породами связывается вторичными минеральными фазами. Медленно протекающие процессы разрушения и перехода в растворенное состояние

захороненного вместе с горными породами ОВ приводят к появлению в подземных водах широкого ряда органических соединений.

Древние инфильтрационные воды развиты в прибортовых частях осадочного бассейна и в древних областях питания, возникавших в периоды денудации водоупоров, перекрывающих водоносные горизонты. Их источником послужили метеогенные гидрокарбонатно-кальциевые воды.

По мере погружения получили развитие литогенные (элизионные) воды, отжимавшиеся из водоупоров в ниже- и вышележащие пласты коллекторы. На стадиях диагенеза и катагенеза захваченные воды претерпевали значительные изменения, вовлекаясь во множество процессов: уплотнение осадков, вертикальная и латеральная миграция флюидов, смешение различных типов вод. Дальнейшие постседиментационные преобразования вод протекали в тесной генетической связи с преобразованием самих осадочных толщ: гидролиз терригенных алюмосиликатов; минеральная трансформация глинистых минералов; преобразование ОВ; восстановление сульфатов; растворение-осаждение вторичных минералов; ионно-обменные реакции и другие. Так, литогенные воды схожи с седиментогенными, но имеют пониженную минерализацию (5 - 12 г/дм<sup>3</sup>) и ряд отличий по генетическим коэффициентам.

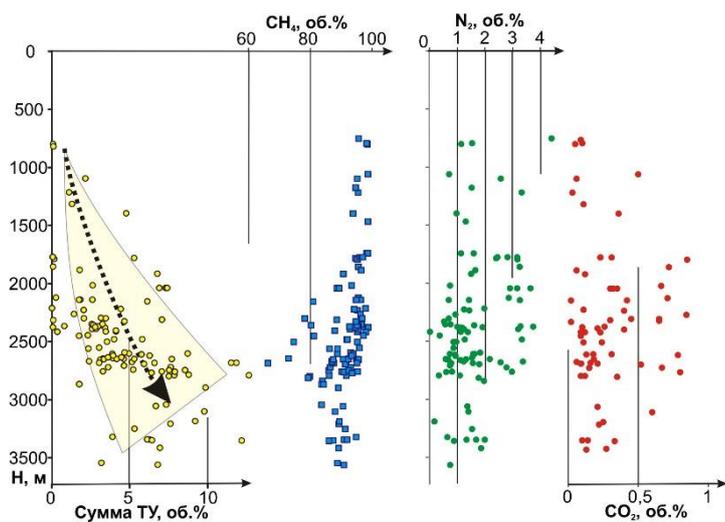
Наибольшим разнообразием химического состава и вариацией генетических коэффициентов отличаются локально развитые конденсатогенные воды, связанные с формированием углеводородных залежей. Величина их общей минерализации составляет от 2 до 5 г/дм<sup>3</sup>, значения rNa/rCl варьируют от 1,3 до 3,4, Cl/Br в среднем составляет 187. Этот тип вод отличается повышенной газонасыщенностью и концентрацией HCO<sub>3</sub>-иона. Таким образом, установлено сложное распределение генетических типов подземных вод в нижнем гидрогеологическом этаже западной части ЕХБ, претерпевающих значительные изменения химического состава на протяжении всей истории развития бассейна. На современном этапе развития бассейна высока роль процессов смешения выявленных генетических типов подземных вод.

**Третье положение. В западной части Енисей-Хатангского бассейна установлен сложный характер фазового равновесия между пластовыми водами и углеводородными залежами. Система «вода – порода» носит равновесно-неравновесный характер, определяя непрерывное растворение первичных и образование вторичных (аутигенных) минералов.**

Водорастворенные газы (ВРГ) являются наиболее активными компонентами системы «вода – порода – газ – ОВ» и создают водные ореолы рассеяния залежей в зонах ГВК и ВНК. Доказана высокая степень газонасыщения разреза западной части ЕХБ, проявляющаяся в многочисленных естественных выходах природных газов и открытием газовых залежей в меловых и юрских отложениях и скоплениях газогидратов в четвертичных. Исследования ВРГ

здесь проводили Ю.А. Афанасов, Г.Д. Гинсбург, Г.А. Иванова, Н.Н. Ростовцев, Г.Е. Рябухин, В.Н. Соколов, А.В. Щербаков и другие.

К настоящему времени накоплен значительный фактический материал по составу ВРГ и газонасыщенности подземных вод, характеризующий разрез в интервале глубин от 750 до



4100 м. По классификации Л.М. Зорькина, в подземных водах мезозойских отложений западной части ЕХБ развиты ВРГ существенно углеводородного типа (углеводородных компонентов до 99 об.%, с содержанием ТУ от сотых долей до 8,8 об.%). Аномалии по газонасыщенности подземных вод выявлены по всему разрезу. В неокомском комплексе высокогазонасыщенные воды (более 2,5 л/л) выявлены на Аномальной, Дерябинской, Нанадянской, Пеляткинской, Средне-Яровской и Танамской площадях. С глубиной установлено отчетливое «утяжеление» газового состава и зафиксирован переход ВРГ от преимущественно нормального и сухого класса в апт-альб-сеноманском комплексе к жирным газам в юрских отложениях через нормальные и жирные водорастворенные газы неокомского комплекса. На глубинах до 1000 м содержание ТУ в газах не превышает десятых долей об.%, а ниже 2000 м происходит рост их концентраций (рис. 4). Содержание N<sub>2</sub> изменяется в пределах 0,2-4,4 об.%. Содержания CO<sub>2</sub> варьирует от 0,1 до 0,4 об.%.

Рисунок 4 - Изменение состава ВРГ с глубиной

Для выяснения устойчивости системы «вода – газ» проведена оценка ее физико-химического равновесия в программном комплексе Hg-32 (HydroGeo). Произведя расчеты степени насыщения подземных вод газами (К<sub>г</sub>), прогнозного газового состава залежи по данным ВРГ и рассчитав равновесный состав ВРГ по имеющимся данным состава свободной газовой фазы, была рассмотрена направленность процессов взаимодействия залежей УВ с подземными водами по отношениям фугитивностей (летучестей) газов.

Установлен неодинаковый характер насыщения подземных вод газами. В апт-альб-сеноманском комплексе значения К<sub>г</sub> варьируют от 0,53 до 1,00. В неокомском – от 0,36 до 1,00. Насыщенные газами подземные воды зафиксированы на Дерябинской, Средне-Яровской, Сузунской и Яровской площадях. Установленный ранее конденсатогенный тип вод подтверждается расчетами водно-газовых равновесий: так высокогазонасыщенные воды (с К<sub>г</sub> 0,55 - 0,63) приурочены к приконтурным водам высокодебитных залежей (рис. 5, а). В юрских комплексах выявлены воды с широким интервалом значений коэффициента насыщения (от 0,57 до 1,00). В ниже-среднеюрском гидрогеологическом комплексе установлено увеличение степени насыщения подземных вод по мере уменьшения общей минерализации (рис. 5, б). Выявлена зависимость между степенью насыщения пластовых вод газами и величиной общей газонасыщенности подземных вод, иллюстрирующая предельное насыщение подземных вод при значениях общей газонасыщенности 2,0-2,2 л/л (рис. 5, в).

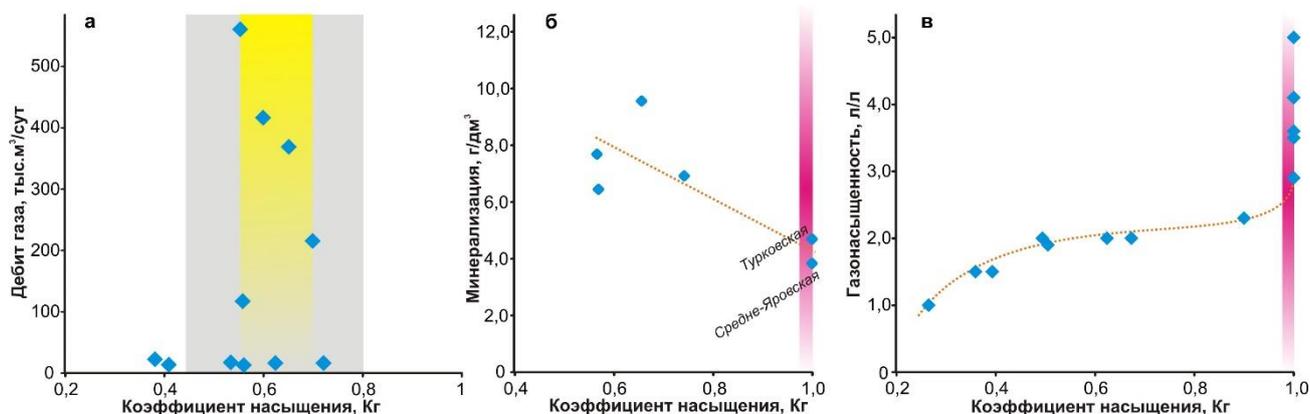


Рисунок 5 - Зависимость коэффициента насыщения пластовых вод газами от притока газа в объектах неокомского гидрогеологического комплекса (а), от общей минерализации в верхнеюрском и ниже-среднеюрском комплексах (б) и от величины общей газонасыщенности (в)

При сравнении индивидуальных показателей фугитивностей (летучестей) газов, отмечается преобладание процессов рассеивания метана из залежей в приконтурные воды. Обратный процесс сопровождается утяжелением состава газовых залежей этаном, пропаном и бутаном. Переход из приконтурных вод в залежь отмечается для He и N<sub>2</sub>. CO<sub>2</sub> поступает из залежей в приконтурные воды (рис. 6). То есть, на современном этапе развития нефтегазоносной системы нарушено равновесие между залежами и окружающими их пластовыми водами, что проявляется в переформировании залежей УВ в сторону утяжеления их фазового состава, но в ряде резервуаров существуют предпосылки формирования газовых скоплений.

В процессах формирования состава подземных вод ключевая роль принадлежит системе «вода – горная порода», которая носит равновесный-неравновесный характер. Становление идей о взаимодействии подземных вод с вмещающими породами, формировании геохимических типов подземных вод, растворении первичных и образовании равновесных вторичных минеральных фаз нашло отражение в Томской школе гидрогеохимиков, возглавляемой С.Л. Шварцевым, а также в работах В.П. Зверева, И.К. Карпова, А.А. Махнача, В.Н. Озябкина, С.В. Озябкина Б.Б. Полюнова, А.Е. Ферсмана, В.Н. Холодова и других.

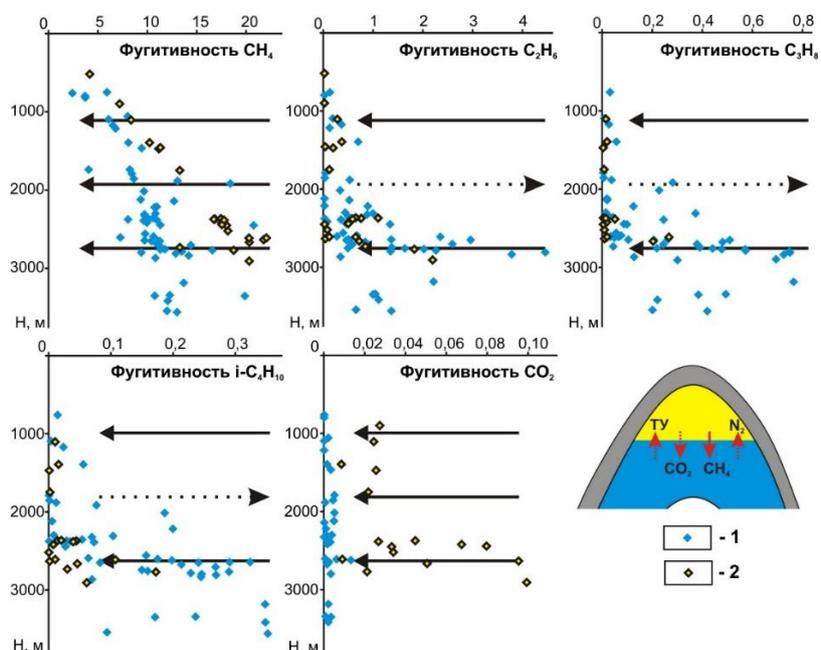
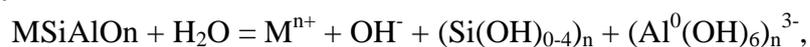


Рисунок 6 - Зависимость фугитивностей газов в подземных водах и залежах УВ с глубиной. Значения фугитивностей газов: 1 – водорастворенных, 2 – свободных

Взаимодействие карбонатных пород с подземными водами описывается реакцией:  $MCO_3 + H^+ = M^{2+} + HCO_3^-$ , а растворение алюмосиликатных минералов происходит инконгруэнтно и связано с явлением гидролиза, которое согласно У.Д. Келлеру (1963) записывается в виде:



где n относится к неопределенным атомным отношениям, 0 и t – соответственно к октаэдрическим и тетраэдрическим координациям, М – металлические катионы. Последний член реакции включает три возможных вещества: глинистый минерал, цеолит и силикатные обломки. Гидролиз сопровождается процессом нейтрализации щёлочности:  $OH^- + CO_2 = HCO_3^-$ , протекающим при участии органических и реже минеральных кислот, источником которых часто выступает ОВ. Поступающие порции CO<sub>2</sub> способствуют дополнительному разложению алюмосиликатов. При гидролизе алюмосиликатов происходит перевод в раствор химических

элементов с последующим их осаждением, образованием вторичных продуктов, растворимость которых ниже исходных. Это важное обстоятельство определяет ненасыщенность воды относительно первичных минералов, которые растворяются в течение всего времени их взаимодействия с подземными водами. В работах А.Э. Конторовича (1968, 1971), С.Л. Шварцева (1983, 1991, и др.), В.Н. Холодова (1983), А.А. Махнача (1989) и других показано, что взаимодействие системы «вода – порода – газ – ОВ» начинается еще на иловой стадии и продолжается в зоне катагенеза. Далее, в определенных геохимических условиях система «вода – горная порода» образует новый, равновесный со средой комплекс твердых и растворенных в воде соединений. Каолинит, смектиты и смешанослойные глины исчезают на ранних стадиях катагенеза, формируясь в гидрослюды и хлориты. На поздних стадиях идет процесс гидрослюдизации и альбитизации. Работами отечественных и зарубежных исследователей (J.F. Vurst, M.C. Powers и других) подтверждается возможность перехода монтмориллонита в гидрослюды, сопровождаясь выделением слабоминерализованных вод, что приводит к разбавлению пластовых.

В карбонатной системе установлено пересыщение подземных вод к кальциту и доломиту, что подтверждается результатами литологических исследований (образованием цементов карбонатного состава). Равновесие с алюмосиликатными минералами носит более сложный характер. На пути достижения равновесия в кальциевой системе стоит карбонатный барьер, так в системе  $\text{SiO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3\text{-CaO-CO}_2\text{-H}_2\text{O}$  данные по составу подземных вод располагаются в полях устойчивости Са-монтмориллонита, каолинита и маргарита (рис. 7, а). На диаграмме стабильности минералов в системе  $\text{SiO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3\text{-Na}_2\text{O-CO}_2\text{-H}_2\text{O}$  точки практически в равной мере достигают равновесия с парагонитом, Na-монтмориллонитом и каолинитом, определяя преобразование натриевых алюмосиликатов в этих направлениях (рис. 7, б). Для калиевой системы  $\text{SiO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3\text{-K}_2\text{O-CO}_2\text{-H}_2\text{O}$  в равных долях достигается равновесие с иллитом и мусковитом (рис. 7, в). Равновесие с магниевыми минералами (система  $\text{H}_2\text{O-Al}_2\text{O}_3\text{-CO}_2\text{-MgO-Na}_2\text{O-SiO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O-Al}_2\text{O}_3\text{-CO}_2\text{-MgO-K}_2\text{O-SiO}_2$ ) иллюстрирует линейное расположение большинства точек в полях устойчивости Mg-хлорита и Mg-монтмориллонита. Все подземные воды не достигают равновесия с первичными алюмосиликатами, способствуя постоянному их растворению (обеспечивая себя ионами  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{H}_4\text{SiO}_4$ ) и формированию вторичных минеральных фаз.

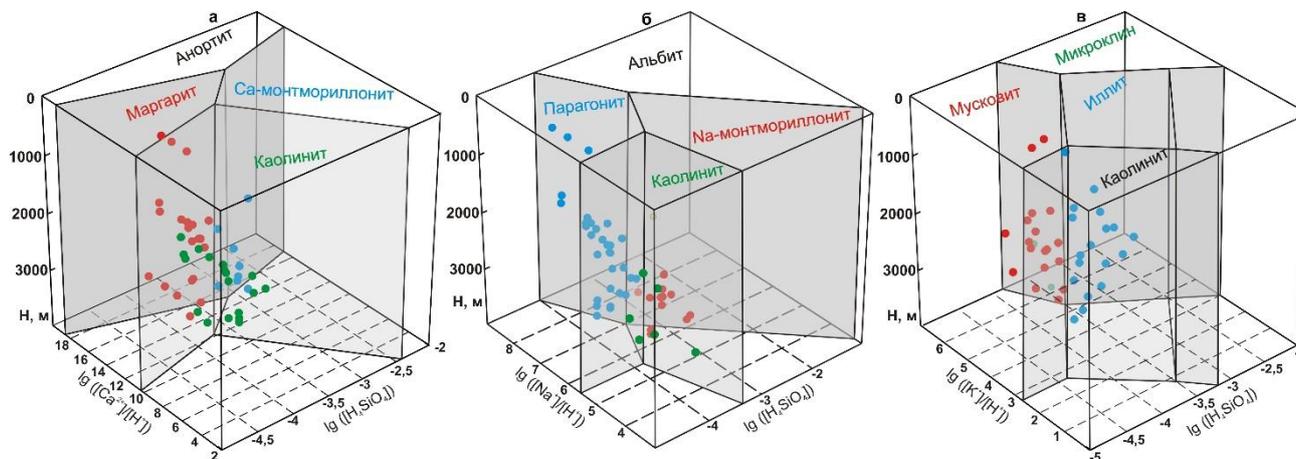


Рисунок 7 - Диаграммы стабильности минералов в системе  $\text{SiO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3\text{-CaO-CO}_2\text{-H}_2\text{O}$  (а),  $\text{SiO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3\text{-Na}_2\text{O-CO}_2\text{-H}_2\text{O}$  (б),  $\text{SiO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3\text{-K}_2\text{O-CO}_2\text{-H}_2\text{O}$  (в) при  $100^\circ\text{C}$  с нанесением точек состава подземных вод нефтегазоносных отложений западной части Енисей-Хатангского бассейна

**Четвертое положение. Обоснован оптимальный комплекс гидрогеологических критериев для оценки перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений западной части ЕХБ, применение которого позволило рекомендовать двенадцать перспективных структур для постановки поисковых работ.**

Большинством исследователей (Н.Б. Вассоевич, Л.М. Зорькин, А.А. Карцев, А.Э. Конторович, В.Н. Корценштейн, А.Р. Курчиков, В.М. Матусевич, А.Д. Назаров, И.И. Нестеров, Н.Н. Ростовцев, А.А. Трофимук, С.Л. Шварцев, и многие другие) признается ведущая роль воды в процессах образования, миграции, аккумуляции и деградации УВ, в которых она выступает как среда и активный участник массопереноса. Различные характеристики состава подземных вод нашли широкое применение в качестве гидрогеологических критериев нефтегазоносности. Сегодня существует множество различных показателей и их классификаций (Ю.Г. Зимин, А.А. Карцев, В.А. Кротова, Э.Е. Лондон, В.Т. Малышек, А.Д. Назаров, М.И. Суббота, Е.В. Стадник, В.А. Сулин и другие) и можно говорить о классификационной системе нефтегазопроисковых гидрогеологических критериев, учитывающих характер и значение каждого показателя, с возможностями их комплексирования и применения на разных уровнях прогноза.

Впервые вопрос о нефтегазоносности исследуемой территории был поставлен Н.А. Гедройцем в 1936 г. В последующие годы гидрогеологические критерии нефтегазоносности арктических территорий и сопредельных территорий ЕХБ рассматривались в работах Е.А. Барс, Е.Г. Бро, Г.Д. Гинсбурга, Л.М. Зорькина, Г.А. Ивановой, М.К. Калинин, А.А. Карцева, А.Э. Конторовича, В.А. Кротовой, Н.М. Кругликова, В.М. Матусевича, И.И. Нестерова, Н.И. Обидина, В.М. Пономарева, Р.Г. Прокопьевой, О.В. Равдоникас, Н.Н. Ростовцева, П.Д. Сиденко, М.И. Субботы, В.Б. Торговановой и других.

В региональном плане по общегидрогеологическим показателям мощный юрско-меловой разрез изучаемого региона характеризуется благоприятными условиями для генерации и аккумуляции нефти и газа. Наиболее перспективной является осевая часть бассейна. Здесь присутствуют коллектора с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, перекрытые надежными и регионально выдержанными водоупорами. Их выдержанность нарушена локально на участках размывов и тектонических нарушений (Малохетско-Рассохинско-Балахнинская система мегавалов), которые являются зонами межпластовых перетоков. Благоприятные геотермические условия для протекания процессов нефтеобразования, определяющие сохранность залежей УВ (в пределах 60-120<sup>0</sup>С), установлены от неокомского до нижне-среднеюрского комплексов. В разрезе выявлены повышенные и аномально высокие пластовые давления. В центральной части региона развита элизионная литостатическая водонапорная система, которая согласно О.В. Бакуеву и В.М. Матусевичу является наиболее перспективным с точки зрения нефтегазоносности.

Максимальные перспективы следует связывать с меловыми резервуарами, а именно с клиноформным комплексом, сформированным в результате некомпенсированного осадконакопления. Открытые залежи УВ в юрских отложениях (Зимняя, Нижнехетская и Хабейская площади), а также многочисленные нефте- и газопроявления позволяют считать их также весьма перспективными.

При анализе изменения индивидуальных гидрогеологических показателей в зависимости от полученного из пласта притока, для каждого критерия была установлена информативная значимость и составлен оптимальный комплекс гидрогеологических

критериев для последующей оценки перспектив нефтегазоносности. В группу гидрогеохимических показателей вошли величина общей минерализации, тип воды, концентрация  $SO_4^{2-}$ ,  $HCO_3^-$ ,  $Ca^{2+}$ ,  $NH_4^+$ ,  $J^-$ ,  $Br^-$ , коэффициенты  $rNa/rCl$ ,  $rCa/rMg$ ,  $V/Br$ . Из группы ВРГ выбраны величина общей газонасыщенности подземных вод, концентрация  $CH_4$ , сумма ТУ и  $N_2$ . Среди ВРОВ выбраны нефтяные кислоты и бензол.

Подземные воды изучаемого района и ЗСМБ в целом характеризуются низкой сульфатностью (поскольку прошли стадию десульфатизации), а по данным В.А. Кротовой, Э.Е. Лондон, М.И. Субботы и других пониженные содержания  $SO_4^{2-}$  говорят о благоприятных условиях протекания процессов нефтегазообразования (рис. 8, а). Повышенные содержания  $HCO_3^-$ -иона согласно Ю.Г. Зимину, А.С. Зингеру, А.Э. Конторовичу, Е.В. Стаднику и другим рассматриваются как показатель наличия преимущественно газовых скоплений и являются важным поисковым показателем в пределах северной части ЗСМБ (рис. 8, а). Источником его выступают продукты преобразования ОВ, залежи УВ и связанные с ними конденсатогенные воды. Повышенные концентрации  $NH_4^+$  и  $J^-$  свидетельствуют о первичном обогащении илов органикой (рис. 8, в). Увеличенная концентрация  $Br^-$  указывает на степень метаморфизации подземных вод и отражает процессы преобразования ОВ, захороненного вместе с породами в процессе диагенеза. В зонах затрудненного и застойного водообмена концентрации  $Br^-$  достигают  $500 \text{ мг/дм}^3$  и более (при содержании в морской воде  $65\text{-}70 \text{ мг/дм}^3$ ). Гидрогеохимические аномалии  $J^-$ ,  $Br^-$ ,  $V^-$  и  $NH_4^+$  в целом характерны для восстановительных обстановок и застойного режима водообмена.

Генетическое единство ВРГ подземных вод и УВ залежей является теоретической базой использования этих показателей для оценки перспектив нефтегазоносности. ВРГ являются наиболее активными компонентами подземных вод, которые максимально чувствительны к изменениям геохимической среды, выступая важнейшим показателем стадии преобразования ОВ, степени гидрогеологической закрытости бассейна и сохранности УВ. Установлены закономерные увеличения величины газонасыщенности и концентрации тяжелых углеводородов (ТУ) в направлении: «вода» → «смесь воды и газа» → «приконтурные воды газовых залежей» → «воды нефтяных залежей» (рис. 9, а, б).

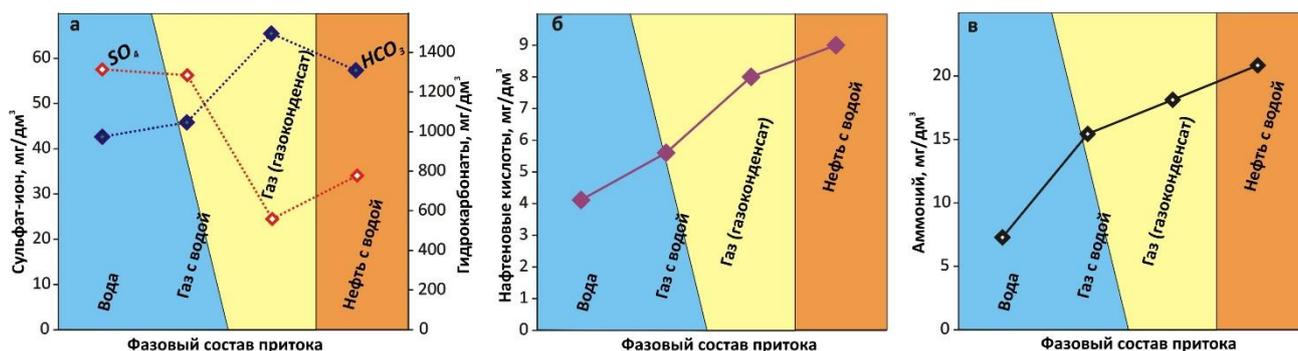


Рисунок 8 - Изменение концентрации сульфат- и гидрокарбонат-иона (а), нафтенновых кислот (б) и аммония (в)



Рисунок 9 - Изменение величины общей газонасыщенности (а), концентрации метана и суммы ТУ (б) от фазового состава притока и зависимость бензола от расстояния до контура нефтегазоносности (в)

Согласно исследованиям В.С. Вышемирского, Н.С. Даниловой, А.Э. Конторовича, В.М. Матусевича, Р.Г. Прокопьевой, А.В. Рылькова и других высокой значимостью при прогнозе углеводородных залежей в группе ВРОВ являются ароматические и алифатические УВ (бензол, этилбензол, толуол, пара-мета-ортоксилолы и другие), органические кислоты и комплекс микроэлементов (Fe, Al, Mn, Zn, Cu и другие). Особое место занимает бензол – его высокие содержания (более 0,2 мг/дм<sup>3</sup>) отмечаются в приконтурных водах с выявленными залежами (рис. 9, в). Гомологи бензола не обнаружены в водах горизонтов, не содержащих УВ, а также в водах газоносных горизонтов, залегающих на глубинах до 1000 м. В работах Г.Д. Гинсбурга, Г.А. Ивановой, С.Г. Мелькановицкой подтверждается, что ореольное рассеяние бензола от нефтяных залежей больше, чем от газовых в пределах западной части ЕХБ. Нафтенновые кислоты также являются важным гидрогеохимическим показателем, по которому для западной части ЕХБ установлена пороговая концентрация, свидетельствующая о возможном наличии залежи УВ – более 7 мг/дм<sup>3</sup> (рис. 8, б).

Далее были составлены эталонные выборки и установлены граничные значения для каждого критерия из предложенного комплекса (табл. 2). Бальность показателя зависела от его значимости, но после подсчета индивидуального вклада в общую оценку перспективности было выделено 23 высокоперспективных объекта, расположенных на 12 структурах, которые можно рекомендовать для постановки дальнейших нефтегазопоисковых работ с целью обнаружения пропущенных и открытия новых залежей УВ.

Таблица 2 - Прогноз фазового притока по предложенному комплексу гидрогеологических критериев

Группа показателей		Балл	Прогноз притока				
			Вода	Газ с водой	Газ	Нефть с водой	
Гидрогеохимические	Прямые	НН <sub>4</sub> , мг/дм <sup>3</sup>	0,8	< 6	от 8 до 17	> 17	> 17
		Газонасыщенность, л/л	1,0	< 1	от 1 до 1,5	> 1,5	> 2
		Кг	1,0	< 0,45	0,5 - 0,7	0,8 - 1,0	0,7 - 1,0
		СН <sub>4</sub> , об. %	1,0	< 92	92 - 94	> 95	< 92
		Сумма ТУ, об. %	1,0	< 3	от 3 до 6	< 6	> 6
ВРОВ	Косвенные	Бензол, мг/дм <sup>3</sup>	1,0	< 0,05	> 0,05	> 0,1	> 0,1
		Нафтенновые кислоты, мг/дм <sup>3</sup>	1,0	< 4	-	> 7	> 7
Гидрогеохимические	Косвенные	Са, мг/дм <sup>3</sup>	0,1	> 100	100 - 60	< 60	< 60
		SO <sub>4</sub> , мг/дм <sup>3</sup>	0,1	> 50	-	< 40	-
		НСО <sub>3</sub> , мг/дм <sup>3</sup>	0,3	< 950	1000 - 1200	> 1400	1200 - 1400
		СО <sub>3</sub> , мг/дм <sup>3</sup>	0,1	< 150	200 - 250	> 250	< 100
ВРГ	Косвенные	N <sub>2</sub> , об. %	0,1	> 4	< 3	< 3	< 2
Коэффициенты		rNa/rCl	0,2	< 1,4	-	> 1,45	> 1,45
		rCa/rMg	0,1	> 5	-	< 5	< 5
		V/Br	0,2	< 0,8	-	> 0,8	-

Проведенный локальный прогноз и результаты выполненных гидрогеологических исследований позволили составить комплект карт перспектив нефтегазоносности по основным гидрогеологическим комплексам западной части ЕХБ. В апт-альб-сеноманском комплексе на открытие новых залежей рекомендованы объекты Пеляткинской (долганский резервуар), Хальмерпаютинской (верхнемалохетский) и Южно-Мессояхской (нижнемалохетский) площадей. Высокую результативность поисковых работ в неокомском комплексе следует связывать с нижнесуходудинским и нижнехетским резервуарами Горчинской, Пеляткинской, Средне-Яровской, Турковской и Яровской площадей. В нижне-среднеюрском комплексе, как высокоперспективные, рекомендованы объекты малышевского резервуара Дерябинской, Средне-Яровской, Тампейской и Турковской площадей. Надояхский резервуар, возможно, нефтегазоносен на Суходудинской площади.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты исследования, представляющие научную значимость:

1. Впервые с 1977 г. проведено обобщение всех гидрогеологических материалов по западной части Енисей-Хатангского бассейна и сопредельных территорий.

2. Изучаемая территория является переходной зоной от Западно-Сибирского артезианского бассейна к Восточно-Сибирской артезианской области. Выделено восемь типов гидрогеологических структур, отличающихся полнотой разреза, и составлена карта гидрогеологического районирования.

3. Геотермическое поле характеризуется неоднородным строением. Установлено шесть типов вертикальной гидрогеотермической зональности, которые являются следствием геологической истории развития бассейна. Минимальные геотермические градиенты приурочены к прибортовым районам, максимальные – к зонам проявления дизъюнктивной тектоники.

4. В исследуемом районе структура гидродинамического поля носит сложный характер. В разрезе доминируют нормальные пластовые давления до глубин 2500 м, ниже установлены повышенные и АВПД.

5. В нефтегазоносных отложениях развиты подземные воды хлоридного натриевого, хлоридно-гидрокарбонатного натриевого и гидрокарбонатно-хлоридного натриевого состава с величиной общей минерализации от 2 до 18 г/дм<sup>3</sup>. В регионе широко развит инверсионный тип вертикальной гидрогеохимической зональности, сопровождающийся сменой химических типов от преимущественно хлоридных натриевых вод к водам с различной вариацией в составе HCO<sub>3</sub>-иона.

6. Палеогидрогеологические реконструкции позволили предварительно выделить области распространения подземных вод различного генезиса. Установлено доминирование седиментогенных вод, источником которых являлся морской бассейн нормальной или пониженной солености. Они разбавлены древними инфильтрогенными водами, проникшими в осадочно-породный бассейн во время регрессии моря. В разрезе развиты литогенные воды, отжатые из регионально выдержанных глинистых водоупоров. На локальных участках, близ ВНК или ГВК, зафиксированы пестрые по составу конденсатогенные воды, формирование которых шло одновременно с углеводородными залежами. На современном этапе преобладают процессы смешения установленных генетических типов подземных вод.

7. На настоящем этапе развития нефтегазоносной системы газовые залежи характеризуются смещенным равновесием с пластовыми водами. В разрезе обнаружены воды как недонасыщенные, так и предельно насыщенные газами. Преобладают процессы

рассеивания метана и утяжеления состава газовой фазы с дополнительным перераспределением неуглеводородных газов.

8. Расчеты взаимодействия в системе «вода – горная порода» подтвердили ее равновесно-неравновесный характер. Подземные воды нефтегазоносных отложений с одной стороны повсеместно насыщены карбонатными минералами, с другой – не насыщены относительно первичных алюмосиликатных минералов, что приводит к их непрерывному растворению и формированию вторичных минералов.

9. Анализ гидрогеологических материалов по западной части ЕХБ позволил обосновать оптимальный комплекс гидрогеологических критериев и выделить 23 высокоперспективных объекта для постановки дальнейших нефтегазопоисковых работ. Наибольшие перспективы следует связать с осевой частью бассейна, особенностями которой является значительная мощность осадочного чехла, присутствие коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, перекрытыми надежными и регионально выдержанными водоупорами, что предопределяет высокую степень гидрогеологической закрытости недр.

#### **Список основных публикаций по теме диссертации:**

##### **Работы, опубликованные в изданиях, входящих в перечень ВАК**

1. **Кох А.А.** Особенности состава подземных вод неокомского гидрогеологического комплекса западной части Хатангского артезианского бассейна / А.А. Кох // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – №1. – С. 45-54.
2. **Кох А.А.** Палеогидрогеологические реконструкции юрско-меловых отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба / А.А. Кох // Отечественная геология. – 2014. – №2. – С. 77-86.
3. **Кох А.А.** Влияние типа гидрогеологического разреза на гидродинамические условия и вертикальную гидрогеохимическую зональность в западной части Хатангского артезианского бассейна / А.А. Кох, Д.А. Новиков // Водные ресурсы. – 2014. – Т. 41. – №4. – С. 375-386.

##### **Другие издания**

4. **Кох А.А.** Гидродинамический режим нефтегазоносных отложений юго-западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба / А.А. Кох // XIX Всероссийское совещание по подземным водам востока Сибири и Дальнего Востока «Подземная гидросфера». 22-25 июня 2009 г.: материалы совещания. – Тюмень: ТФ СО РАН, 2009. – С. 115-119.
5. **Кох А.А.** Геотермическое районирование нефтегазоносных отложений юго-западных районов Енисей-Хатангского регионального прогиба / А.А. Кох // XXIII Всероссийская молодежная конференция «Строение литосферы и геодинамика». 21-26 апреля 2009 г.: материалы конференции. – Иркутск: ИЗК СО РАН, 2009. – С. 236-238.
6. **Кох А.А.** Геотермические условия залежей нефти и газа Енисей-Хатангской нефтегазоносной области / А.А. Кох // Научно-практическая конференция «Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа Сибири». 18-19 апреля 2011 г.: материалы конференции. – Томск: STT, 2011. – С. 130-131.
7. **Кох А.А.** Гидрогеологическое районирование западной части Хатангского артезианского бассейна / А.А. Кох // VIII Международный научный конгресс Интерэкспо «ГЕО-Сибирь 2012». Т.1. Недропользование. Горное дело. Новые направления технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. 10-20 апреля 2012 г.: сборник материалов. – Новосибирск: СГГА, 2012. – Т.1. – С. 153-157.
8. **Кох А.А.** Гидрогеологическое районирование и вертикальная гидрогеохимическая зональность западной части Хатангского артезианского бассейна / А.А. Кох // XX Всероссийское совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока «Подземная гидросфера». 18-22 июня 2012 г.: материалы совещания. – Иркутск: ИЗК СО РАН, 2012. – С. 204-208.
9. **Кох А.А.** Геохимия подземных вод неокомского гидрогеологического комплекса западной части Хатангского артезианского бассейна / А.А. Кох // Всероссийская конференция с участием иностранных ученых «Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами». 5 октября 2012 г.: материалы конференции. – Томск: НТЛ, 2012. – С. 455-459.
10. **Кох А.А.** Периодизация гидрогеологической истории нефтегазоносных отложений западной части Хатангского артезианского бассейна / А.А. Кох // XXV Всероссийская молодежная конференция

«Строение литосферы и геодинамика». 23-28 апреля 2013 г.: материалы конференции. – Иркутск: ИЗК СО РАН, 2013. – С. 122-123.

11. **Кох А.А.** Палеогидрогеохимия мезозойских отложений западной части Хатангского артезианского бассейна / А.А. Кох // I Всероссийская молодежная научно-практическая конференция «Науки о Земле. Современное состояние». 28 июля - 4 августа 2013 г.: материалы конференции. – Новосибирск: НГУ, 2013. – С. 147-149.

12. **Кох А.А.** Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба / А.А. Кох // X Международный научный конгресс Интерэкспо «ГЕО-Сибирь 2014». Т.1. Недропользование. Горное дело. Новые направления технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. 16-28 апреля 2014 г.: сборник материалов. – Новосибирск: СГГА, 2014. – Т.1. – С. 57-61.

13. **Кох А.А.** Предпосылки нефтегазоносности нижнесреднеюрских отложений западной части Хатангского артезианского бассейна по гидрогеохимическим критериям / А.А. Кох // II Всероссийская молодежная научно-практическая конференция «Науки о Земле. Современное состояние». 30 июля - 6 августа 2014 г.: материалы конференции. – Новосибирск: НГУ, 2014. – С. 177-179.