

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

На правах рукописи



Сальникова Юлия Ивановна

**ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАССЕЙНА НА ЭТАПЕ АКТИВНОЙ
ТЕХНОГЕННОЙ НАГРУЗКИ**

Специальность 1.6.6 – Гидрогеология

**Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук**

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук, доцент,
Бешенцев В.А.

Тюмень – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. Изученность геолого-гидрогеологических условий района исследований	15
1.1. История изучения нижнего гидрогеологического этажа Западно-Сибирского мегабассейна.....	15
1.2. Геолого-структурные условия	19
1.2.1. Стратиграфия и литология	19
1.2.2. Тектоника	30
1.2.3. Нефтегазоносность.....	36
1.3. Гидрогеологические условия	39
1.4. Температурный режим.....	58
1.5. Выводы по главе.....	60
2. Характер техногенной нагрузки на водоносные горизонты в современных условиях разработки месторождений нефти и газа.....	67
2.1. Основные задачи гидрогеохимического мониторинга при разработке месторождений углеводородов.....	67
2.2. Масштабы техногенного воздействия на водоносные комплексы Западной Сибири.....	73
2.3. Выводы по главе.....	80
3. Эффективность использования подземных вод мезозойских отложений при разработке нефтяных и газовых месторождений	82
3.1. Условия формирования карбонатного осадка на нефтяных месторождений Западной Сибири.....	84
3.2. Расчетные методы оценки совместимости подземных вод	88
3.3. Результаты лабораторных исследований смешения пластовых и закачиваемых вод	96
3.3.1. Материал и методы исследования	97
3.3.2. Результаты исследования и их обсуждение	101

3.4. Результаты обобщения оценки совместимости пластовых и закачиваемых вод по ретроспективным материалам	111
3.5. Выводы по главе	120
4. Современный гидрогеохимический режим апт-альб-сеноманского комплекса по данным мониторинга на месторождениях углеводородов в Западной Сибири	123
4.1. Гидрогеохимический режим подземных вод.....	124
<i>Пур-Тазовская НГО</i>	124
4.1.1. Пяяхинское месторождение	124
4.1.2. Тазовское месторождение	126
<i>Надым-Пурская НГО</i>	128
4.1.3. Северо-Губкинское месторождение	128
4.1.4. Уренгойское месторождение	129
4.1.5. Месторождения Среднеобской НГО	131
4.2. Анализ неоднородности результатов гидрогеохимического мониторинга	140
4.2.1 Вариации среднегодовых значений содержания водорастворенных компонентов	140
4.2.2 Результаты длительных режимных гидрогеохимических исследований по отдельным водозаборным скважинам.	147
4.3. Выводы по главе	151
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	154
Список сокращений и условных обозначений	157
Список литературы	158
Список рисунков	192
Список таблиц	195

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследований

В целом изучение антропогенного воздействия на гидрогеологические условия, приводящего к изменениям состава и качества подземных вод, уровня грунтовых вод, процессов миграции водных растворов в горных породах, имеет важное научное и практическое значение для многих отраслей народно-хозяйственной деятельности. Разнообразие целевого назначения использования ресурсов водоносных горизонтов и технологий реализации этих целей, оценки техногенного влияния на гидрогеологические, геоэкологические и инженерно-геологические условия в различных нефтегазодобывающих, горнорудных и урбанизированных регионах страны рассматриваются во многих работах Абатуровой И.В., Абдрахманова Р.Ф., Аликина Э.А. Боровского Б.В., Галицкой И.В., Гриневского С.О., Грязнова О.Н., Ибрагимова Р.Л., Позднякова С.П., Румынина В.А., Язвина А.Л. и др.

Изучение вопросов геохимической трансформации подземных вод нефтегазоносных комплексов под воздействием техногенеза невозможно без понимания закономерности формирования природного состава пластовых вод и мониторинга объектов подземной гидросферы (Абукова Л.А., Вагин С.Б., Васильев Ю.В., Бешенцев В.А., Гайдуков Л.А., Гаттенбергер Ю.П., Гусева Н.В., Дьяконов В.П., Иванов Ю.К., Ильченко В.П., Каменев А.П., Карцев А.А., Киреева Т.А., Ковяткина Л.А., Матусевич В.М., Муляк В.В., Новиков Д.А., Плотников Н.И., Пономарев Е.А., Севастьянов О.М., Харитонов Н.А. и др.).

В Западной Сибири объемы добываемых, а также закачиваемых вод на этапе активной техногенной нагрузки, связанной с разработкой нефтегазовых месторождений, огромны. Процессы заводнения нефтяных залежей с целью повышения нефтеотдачи, размещение в недрах излишков попутно добываемых, сточных и технических флюидов, отбор значительных объемов подземных вод, а также длительный период ведения промысловых работ

(десятки лет), повлекли за собой масштабные перераспределения флюидов в регионе.

Природа формирования современных гидрогеохимических условий северных регионов Западной Сибири и вопросы влияния действующих нефтепромыслов на гидрогеохимическое поле характеризуются недостаточной изученностью, что в основном объясняется неравномерным опробованием комплексов (в плане и в разрезе), сложностью оценки качества проб и первостепенностью решения задач повышения нефтеотдачи (сохранение емкостно-фильтрационных, литолого-минералогических, геомеханических свойств продуктивных комплексов).

Весомую роль в системе «закачиваемая вода-пластовая вода-порода» играют объемы закачиваемой воды, влияющие на масштабы процессов внутри поглощающего горизонта. Значительные объемы смешиваемых вод влекут за собой формирование геохимической неоднородности продуктивных комплексов.

Необходимость контроля и прогноза процессов техногенного воздействия на водоносные горизонты определяет практическую значимость и актуальность изучения современных гидрогеохимических условий. Значительный фактический материал о химическом составе проб подземных вод, получаемый в ходе проведения мониторинга, является важным дополнением к данным гидрогеохимического опробования на этапе поисково-разведочных работ.

Актуальность сопоставления и обобщения этих данных обусловлена тем, что уточнение закономерностей формирования современного состояния гидрогеохимического режима водоносных горизонтов сохраняет большое научное значение.

Объектом исследования являются подземные воды юрско-меловых отложений в пределах северной части Западно-Сибирского мегабассейна.

Предмет исследования – гидрогеохимические условия Надым-Пурской, Пур-Тазовской и частично Среднеобской нефтегазоносных областей (НГО) на этапе активной техногенной нагрузки.

Цель исследования – выявление закономерностей гидрогеохимического режима подземных вод мезозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна при эксплуатации месторождений углеводородов Надым-Пурской, Пур-Тазовской и частично Среднеобской НГО.

Основные задачи исследования:

1. Проанализировать масштабы техногенного взаимодействия смешиваемых вод. Оценить объемы добываемых попутных вод из неокомского и юрского комплексов, размещенных в пласты-коллекторы апт-альб-сеноманского водоносного комплекса (ААС ВК), а также объемы вод ААС ВК, закачанных в продуктивные пласты для поддержания пластового давления на месторождениях нефти и газа Западной Сибири;

2. Обобщить данные физико-химического моделирования смешения закачиваемых и пластовых вод глубоких водоносных горизонтов по результатам собственных исследований и по ретроспективным данным. Систематизировать по районам и водоносным комплексам максимальные прогнозируемые значения осадка карбоната кальция, выпадающего при смешении вод;

3. Проанализировать данные многолетних гидрогеохимических опробований вод апт-альб-сеноманского комплекса, используемого как источник водоснабжения систем ППД. Оценить наличие трендовых изменений и масштабы вариативности химического состава добываемых вод на водозаборах рассматриваемых месторождений.

4. Сопоставить вариативность в содержании отдельных компонентов подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса на рассматриваемых месторождениях с погрешностями методик лабораторных

определений этих параметров. Оценить факторы, обуславливающие наблюдаемые по режимным промысловым исследованиям значимые различия в содержании отдельных компонентов.

Научная новизна:

1. Установлено, что наибольшие значения прогнозируемого осадка карбоната кальция фиксируются при смешении пластовых и закачиваемых вод в соотношении 1 к 9. На территории Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО максимальный осадок прогнозируется при смешении вод ААС ВК с водами неокомского комплекса (226 мг/дм^3 и 320 мг/дм^3 , соответственно). На месторождениях Среднеобской НГО (Сургутский район) максимальный осадок отмечается при смешении вод ААС ВК с водами неокомского (до 558 мг/дм^3) и юрского комплексов (до 526 мг/дм^3).

2. По результатам длительного мониторинга состава подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса Западно-Сибирского мегабассейна, используемых на нефтяных месторождениях Надым-Пурской, Пур-Тазовской и Среднеобской нефтегазоносных областей, выявлена существенная изменчивость в содержании ионно-солевого состава вод при отсутствии явных трендовых изменений во времени.

3. В пробах вод ААС ВК рассматриваемых месторождений, установлено, что среднегодовые величины стандартного отклонения натрия и хлора, не превышают погрешностей используемых методик лаборатории. Стандартные отклонения концентраций ионов кальция, магния, гидрокарбоната, йода и брома превышают погрешности аналитических методов определения этих компонентов в 2-10 раз.

Теоретическая значимость

Теоретическая значимость обусловлена тем, что установлено отсутствие значимого влияния техногенной нагрузки в процессе эксплуатации месторождений углеводородов на гидрогеохимические условия апт-альб-сеноманского водоносного комплекса. При этом выявлена

вариативность в содержании основных компонентов химического состава подземных вод, которая для ионов натрия и хлора сопоставима с погрешностями лабораторных методик и значительно превышает аналитические погрешности для других макро- и микрокомпонентов.

Полученные в работе результаты анализа многолетних режимных наблюдений являются важным дополнением при изучении природных и техногенных факторов формирования гидрогеохимического режима северных и центральных районов Западно-Сибирского мегабассейна.

Практическая значимость

Результаты интерпретации гидрогеохимических исследований поисково-разведочного этапа и этапа эксплуатации месторождений углеводородов имеют важное практическое значение для обеспечения эффективности разработки нефтепромыслов и реализованы автором при выполнении работ по договорам с ПАО «Газпром» («Систематизация и обобщение материалов газогидрохимического опробования меловых и юрских отложений Надым-Пур-Тазовского региона прошлых лет на базе новых и архивных данных поисково-разведочных работ», №1269/2023 от 18.10.2023), а также с ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпромнефть-Развитие», ОАО «Томскнефть» ВНК, ООО «РН-Уватнефтегаз», ООО «Газпромнефть-Хантос», ПАО «НК «Роснефть», АО «Мессояханефтегаз», ООО «Меретояханефтегаз», ООО «Газпромнефть добыча Ямбург» и др.

Результаты диссертационной работы внедрены в учебный процесс при подготовке обучающихся по специальности 21.05.02 «Прикладная геология», специализации «Поиск и разведка подземных вод и инженерно-геологические изыскания» при чтении лекций по дисциплинам «Общая гидрогеология» и «Гидрогеохимия» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».

Личный вклад. Автором лично выполнены сбор, систематизация и анализ гидрогеохимических данных Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО и прилегающих территорий (Рисунок 1). Обобщены ретроспективные материалы по результатам физико-химического моделирования смешения пластовых и закачиваемых вод для целей ППД и размещения излишков попутных вод на месторождениях углеводородов Западной Сибири. Автор лично принимал участие в анализе и интерпретации данных мониторинга подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса Западно-Сибирского мегабассейна.

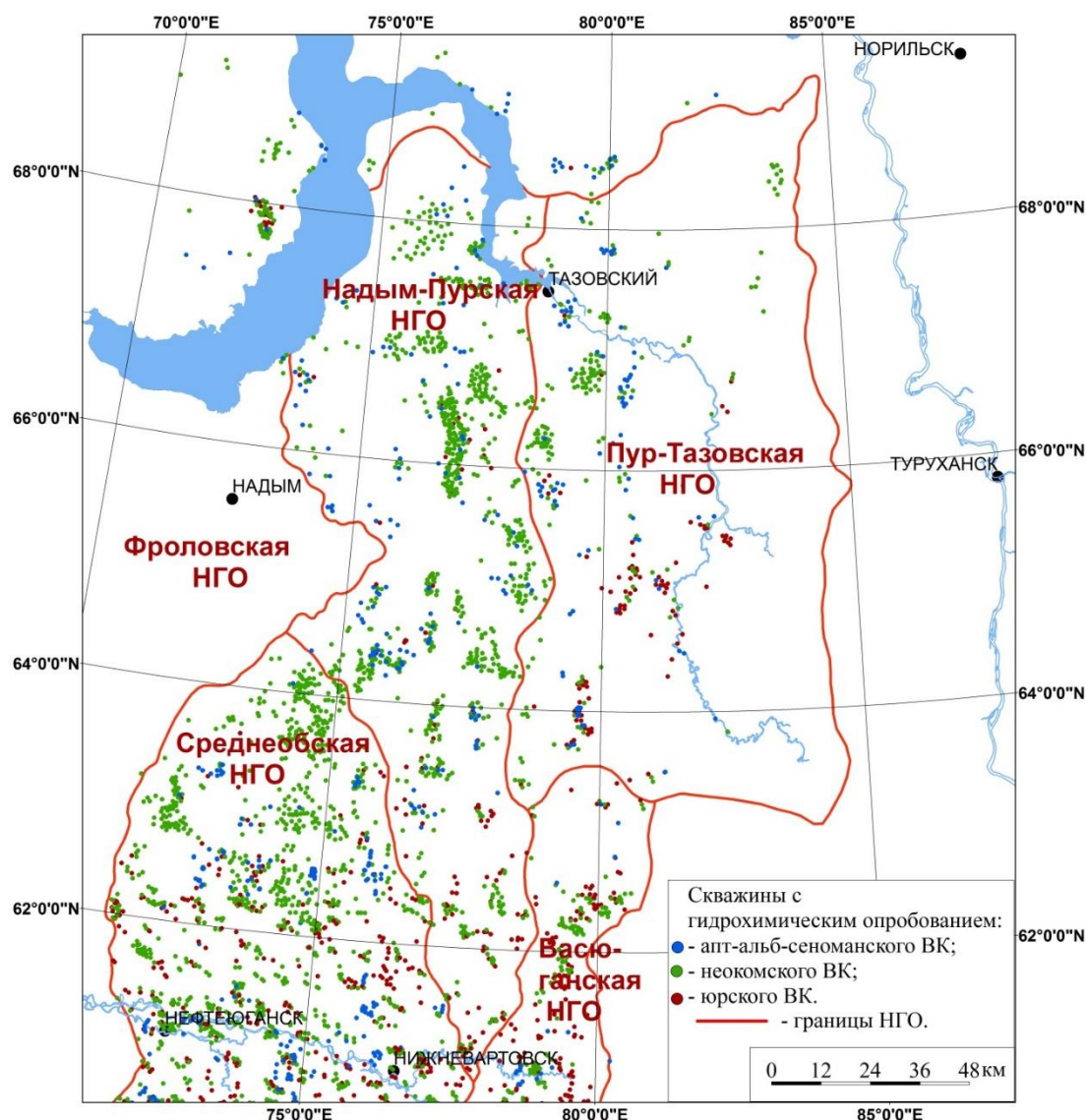


Рисунок 1 – Карта фактического материала района исследований

Методы исследования:

Экспериментальное смешивание пластовых вод неокомского и апт-альб-сеноманского комплексов при комнатной температуре и при заданной пластовой температуре, характерной для пластовых условий, выполнялось в аккредитованной лаборатории ФХМИ ЗСФ ИНГГ СО РАН (г. Тюмень) для моделирования процесса заводнения продуктивных отложений неокома минерализованными водами апт-альб-сеноманского комплекса (без учета давления). Из исходных профильтрованных проб были подготовлены образцы объемом 400 мл каждая в соотношениях 0:10, 1:9, 2:8, 3:7, ..., 8:2, 9:1, 10:0 (всего 22 образца). В смесях и исходных пробах определялось рН, плотность, содержание следующих ионов: натрий, кальций, магний, хлориды, сульфаты, карбонаты, гидрокарбонаты. Визуально фиксировалось выпадение осадка.

По данным лабораторных анализов исходных проб пластовой и закачиваемой воды автором выполнена оценка химической совместимости закачиваемых вод с водами нефтепродуктивных отложений методом термодинамического моделирования физико-химических процессов в смешиваемых водах в соответствии с ОСТом 39-229-89 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение совместимости закачиваемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом» с использованием программы «РОСА» (2013), методом Стиффа-Девиса (1972) и по методике Дебая-Гюккеля (1923). По данным лабораторных исследований построены графики зависимости определяемых показателей от доли закачиваемой воды в смесях.

Положения, выносимые на защиту:

1. Основной объем техногенной нагрузки в современных условиях разработки месторождений нефти и газа северных районов Западной Сибири приходится на апт-альб-сеноманский водоносный комплекс. Ее характер имеет тенденцию качественного изменения – при сохранении важной роли

комплекса как объекта добычи технических вод для повышения нефтеотдачи пластов (накопленный объем превысил 480 млн. м³), возрастает его роль и как надежного резервуара для размещения значительных объемов попутно добываемых вод и других флюидов (более 126,5 млн. м³).

2. Анализ результатов физико-химического моделирования смешения подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса с водами продуктивных на нефть и газ отложений свидетельствуют о подавляющем преобладании совместимости при доле нагнетаемых вод в смеси с пластовыми от 80% и меньше и об обоснованности использования апт-альб-сеноманского комплекса и как для технического водоснабжения, так и для размещения излишков попутных вод при разработке месторождений углеводородов северных районов Западной Сибири.

3. Выявленное по результатам многолетних режимных исследований на нефтяных и газовых промыслах отсутствие явного тренда в динамике ионно-солевого состава вод во времени свидетельствует об отсутствии существенного техногенного влияния на изменение гидрогеохимических условий вод апт-альб-сеноманского комплекса.

4. Вариативность содержания кальция, магния, гидрокарбоната, йода и брома в пробах подземных вод, значительно превышает погрешности аналитических методов их определения, а содержание основных макрокомпонентов – ионов натрия и хлора характеризуется сопоставимой с погрешностью вариативностью, что отражает различие в природе формирования компонентного состава подземных вод. Унаследованность от вод морского бассейна определяет слабую изменчивость распределения ионов натрия и хлора. Содержание ионов кальция, магния, гидрокарбоната, йода и брома в значительной степени зависит от локальной неоднородности свойств вмещающих отложений и процессов постседиментационного преобразования с участием минерального скелета, и органического вещества.

Степень достоверности полученных результатов.

Достоверность результатов определяется:

- Большим объемом данных химических анализов (более 13000) проб, отобранных из юрско-мелового интервала разведочных и водозаборных скважин территории исследования, по материалам собственных исследований автора и фондовых отчетов;
- Материалами хозяйственно-договорных работ (79) и ретроспективными материалами (180) по моделированию совместимости пластовых и закачиваемых вод при разработке месторождений углеводородов Западной Сибири с использованием теоретически обоснованных и широко применяемых на практике методов;
- Данными гидрогеохимических режимных наблюдений, полученных в аккредитованных лабораториях (более 4700 проб) на 27 водозаборных участках и 19 участках закачки;
- Применением современных средств для анализа, обработки и интерпретации фактических данных.

Апробация работы

Результаты исследований автора использованы при выполнении проектов Министерства науки и высшего образования РФ: «Разработка отечественных активных основ и готовых композиций химических реагентов под особенные геолого-промысловые условия нефтегазодобывающих предприятий» (№ FEWN-2022-0002, 2022 г., ТИУ), «Разработка системы контроля, оценки и прогнозирования комплексного состояния компонентов системы «вода-порода-газ-органическое вещество» при эксплуатации месторождений углеводородов» (№ FEWN-2023-0011, 2023 г., ТИУ) и «Современное состояние гидрогеологических условий, рациональное освоение и сохранение ресурсов водоносных комплексов нефтегазодобывающих районов Западной Сибири» (№FWZZ-2022-0015, 2023-2024 гг., ИНГГ СО РАН).

Результаты научных исследований представлены на 19 научных конференциях Международного и Всероссийского уровня: «Нефть и газ: технологии и инновации», (г. Тюмень, 2020; 2021, 2024), «Рассохинские чтения», (г. Ухта, 2021; 2023), «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» (г. Нижневартовск, 2021), «Нефть и газ – 2021», (г. Москва, 2021), Совещании по подземным водам Сибири и Дальнего Востока, (г. Иркутск, 2021; г. Екатеринбург, 2024), «Актуальные проблемы нефти и газа» (г. Москва, 2021), «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (г. Санкт-Петербург, 2022), «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Гэоэкология» (г. Новосибирск, 2023; 2024), «Геотермальная вулканология, гидрогеология, геология нефти и газа» (г. Петропавловск-Камчатский, 2024) и др.

По теме диссертационного исследования опубликовано 40 работ, в том числе 10 в журналах из перечня ВАК, 4 – в изданиях, индексируемых Scopus, 26 – в прочих изданиях.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности:

Содержание диссертации соответствует паспорту научной специальности 1.6.6. Гидрогеология (геолого-минералогические науки), поскольку получены новые научные результаты, соответствующие направлениям исследований в части следующих пунктов: п. 3. «Условия и процессы формирования вещественного состава подземных вод (химического, газового, изотопного, бактериального)»; п. 5. «Изменение гидрогеологических условий в результате инженерной, сельскохозяйственной и коммунальной деятельности человека»; п. 6. «Исследование природно-технических систем, связанных с подземными водами»; п. 12. «Гидрогеологический мониторинг геологической среды с целью контроля и оценки ее экологического состояния».

Структура и объем работы:

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы. Текст работы изложен на 195 страницах, содержит 57 рисунков, 17 таблиц. В список литературы входит 256 наименований.

Благодарности. Автор выражает благодарность своему научному руководителю, доктору геолого-минералогических наук, доценту кафедры геологии месторождений нефти и газа ТИУ, Владимиру Анатольевичу Бешенцеву за требовательность, поддержку и помощь в работе.

Автор бережно хранит память о своих научных руководителях – профессоре Матусевиче Владимире Михайловиче и докторе геолого-минералогических наук, члене-корреспонденте РАН, заслуженном геологе РФ Курчикове Аркадии Романовиче, оказавшим своевременную и значимую поддержку на раннем этапе работ над диссертацией.

Автор искренне благодарен за ценные советы, замечания и поддержку на различных этапах работы над диссертацией своим коллегам: д.т.н. Плавнику А.Г., к.г.-м.н. Васильеву Ю.В., к.г.-м.н. Абдрашитовой Р.Н., Банниковой Т.С., Озирной Е.Т., Сретенской Ю.Ф., Яковлевой Т.Ю. и др.

1. ИЗУЧЕННОСТЬ ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ

1.1. История изучения нижнего гидрогеологического этажа Западно-Сибирского мегабассейна

История гидрогеологического изучения Западно-Сибирского мезозойского гидрогеологического бассейна относится к началу планомерных исследований нефтегазового потенциала Западной Сибири (1948 г.). Первые сводные работы М.С. Гуревича (1952-1959 гг.) [50-56], Н.Н. Ростовцева (1954, 1955, 1959 гг.) [162-164] и А.А. Розина (1958 г.) [159], посвященные изучению ЗСМБ, имели важное значение в развитии идей о гидрогеологическом строении, зональности, составе подземных вод и водорастворенных газов. Эти гидрогеологические обобщения выступили в качестве важных основ при изучении перспектив нефтегазоносности отложений мезозоя Западно-Сибирской равнины.

М.С. Гуревичем впервые была установлена зональность подземных вод Западно-Сибирского бассейна, дана высокая оценка поискового значения водорастворенных газов, которое определяется не только их качественным составом, но и величиной их упругости.

В 1958 году в работе «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности» А.А. Розиным и В.Ф. Никаноровым были отражены на тот момент основные идеи о газогидрохимической зональности подземных вод ЗСМБ, состав вод и растворенные газы разреза юрско-меловых отложений. В этом же году опубликована монография «Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности» (под ред. Н.Н. Ростовцева, 1958), в которой дан анализ гидрогеологических условий ЗСМБ и показателей нефтегазоносности. Н.Н. Ростовцевым (в соавторстве) на основе расчленения разреза мезозойско-кайнозойских отложений выделены водоносные комплексы и водоупоры, построена карта поясов вод. Авторы определяющим фактором

гидрогеохимической зональности бассейна выделили гидродинамический режим, а важнейшим показателем перспектив нефтегазоносности – рост газонасыщенности, упругости водорастворенных газов и содержаний тяжелых УВ.

В дальнейшем гидрогеологию Западной Сибири с точки зрения критериев нефтегазоносности и формирования залежей в разные годы изучали Н.М. Богомяков, В.А. Нуднер, Г.А. Толстиков [20], С.Б. Вагин [22], Ю.П. Гаттенберг [79], Л.М. Зорькин [24, 70-72], А.А. Карцев [75-78], А.Э. Конторович [84-88], В.А. Кротова [95-100], Н.М. Кругликов [101-103], А.Р. Курчиков [105-108], Б.П. Ставицкий, В.М. Матусевич [119-125], А.Д. Назаров [134-135], И.И. Нестеров [136], Р.Г. Прокопьева [124], А.А. Розин [158-161], А.В. Рыльков, [120, 251-252], М.А. Гатальский, В.Б. Торгованова [6], Л.Г. Учителева [197-198], Н.Ф. Чистякова [203-204], С.Л. Шварцев [206-209] и многие другие. Весомая доля известных работ выше упомянутых исследователей имеет сводный характер и отражает общие закономерности их распределения и зональности, вопросы регионального прогноза перспектив нефтегазоносности, относящиеся к обзорной регионально-оценочной стадии.

В 1960-е годы в связи с продвижением буровых работ в центральные и северные районы Западно-Сибирского мегабассейна и расширением спектра гидрогеологических исследований выходят в свет работы: «Геология СССР», т.44 (1964) [32], «Воды и газы палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири» (1960) [194], монография Б.Ф. Маврицкого «Западно-Сибирский артезианский бассейн (гидрогеология, геотермия, палеогидрогеология)» (1962) [115], в которых выявлены основные гидродинамические и газогидрохимические закономерности, приведена геотермическая характеристика разреза мезозоя и рассмотрены перспективы нефтегазоносности по гидрогеологическим данным.

В 1966 г. обобщение гидрогеологических данных закончилось крупной многоплановой работой – монографией «Гидрогеология СССР» (т.16 Западно-Сибирская равнина под редакцией В.А. Нуднера) [34]. Этот том, опубликованный в 1970 г., выбрал в себя самые новейшие на тот момент данные первых глубоких скважин, пробуренных в южной и центральной частях мегабассейна. Впервые научно обоснована гидрогеологическая стратификация «Западно-Сибирского артезианского бассейна». В.В. Нелюбин, Н.Н. Обидин, А.А. Розин и Б.П. Ставицкий детально описали подземные воды мезозойских отложений бассейна как единой крупной гидрогеологической структуры, со своими гидродинамическими и газогидрохимическими особенностями. Данная монография и в настоящее время актуальна в среде гидрогеологов в качестве основополагающих сводок по ЗСМБ.

В 1975 году издана монография «Геология нефти и газа Западной Сибири», в которой коллективом авторов (А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др., 1975) обобщены результаты комплексного изучения геологических, гидрогеологических и геохимических данных с целью выяснения закономерностей распределения зон нефтегазонакопления.

В 1976 году опубликована монография В.М. Матусевича «Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна» [122], посвященная вопросам гидрогеологической стратификации, гидрогеохимической зональности и особенностей состава подземных вод ЗСМБ. В дальнейшем, среди крупных геохимических проблем в новом видении освещается вопрос бессульфатности глубоких подземных вод наличием восстановленных форм серы.

В 1977 году А.А. Розин свои представления о закономерностях гидрогеохимической зональности и процессах формирования химического и газового состава вод мезозоя отразил в работе «Подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна и их формирование» [158], где в

формировании подземных вод значительная роль отводится миграции из фундамента водных растворов и газов, состав которых меняется в пространстве и времени. В этом же году Юркевич И.А. в труде «Гидрогеологические и палеогидрогеологические условия формирования залежей нефти и газа» [214] опубликовал сведения о гидрогеологических и палеогидрогеологических условиях размещения залежей нефти и газа в Западной Сибири.

Таким образом, огромный фактический материал по ЗСМБ, накопленный к концу 60-х годов, посвящен методическим вопросам гидрогеохимического, геотермического и гидродинамического исследования и условиям формирования подземных вод. Над обобщением данных материалов в этот период трудятся коллективы тематических партий «ЗапСибнефтегеология», «Тюменнефтегеология», «ЗапСибНефтегеофизика» и институтов ВСЕГЕИ, ВНИГРИ, СНИИГИМС и др. Здесь можно отметить значительный вклад ученых-гидрогеологов Г.П. Богомякова, В.С. Быкова, А.Д. Резника, Г.А. Толстикова, В.М. Матусевича, А.Р. Курчикова, В.А. Нуднера, Б.П. Ставицкого, Ю.К. Смоленцева, В.В. Нелюбина, Ю.П. Гаттенбергера, В.И. Дьяконова, Г.Д. Гинсбурга и др.

По подземным водам нижнего гидрогеологического этажа ЗСМБ выполнен ряд обобщающих работ: «Региональная оценка запасов апт-сеноманских подземных вод в ХМАО для обеспечения систем ППД и возможности утилизации излишков подтоварных вод» (Боревский Б.В., Палкин С.С., Фортыгин А.В. и др., 2003), «Региональная оценка гидроминеральных ресурсов (йодо-бромных вод) апт-сеноманских и неокомских отложений ХМАО» (Ставицкий Б.П. и др., 2002), в целом охвативших территорию Среднеобской НГО и частично южные районы Надым-Пурской НГО, «Сбор и обобщение информации о состоянии геологической среды в части подземных вод мезозойских отложений ЯНАО» (Матусевич В.М, Прокопьева Р.Г., Рыльков А.В., 1999), «Создание базы

фактографических данных по составу подземных вод ЯНАО» (Рыльков А.В., Матусевич В.М., 2000). Данные материалы не теряют своей актуальности среди гидрогеологов, занимающихся исследованиями глубоких подземных вод ЗСМБ.

Гидрогеохимические исследования северных районов ЗСМБ, которым посвящены многочисленные работы Бешенцевой О.Г., Бешенцева В.А., Конторовича А.Э., Курчикова А.Р., Плавника, А.Г. Новикова Д.А., Садыковой Я.В., Шварцева С.Л., Ставицкого Б.П., Матусевича В.М. и др., характеризуются достаточно высокой, но неравноценной по площади геолого-гидрогеологической изученностью, которая определяется результатами многочисленных поисково-разведочных работ на углеводородное сырье, строительные материалы, торф и подземные воды, а также крупными региональными обобщениями и результатами мелко- и среднемасштабного картирования.

1.2. Геолого-структурные условия

1.2.1. Стратиграфия и литология

При описании геологического разреза исследуемой территории использованы материалы Легенды Западно-Сибирской серии (2010-2020 г. [41-45], региональные стратиграфические схемы [156, 195], материалы картировочного, нефтегазопроискового и разведочного бурения.

Геологический разрез района Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО представлен протерозойскими, палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими образованиями (Рисунок 1.1).

Интрузивные породы палеозоя и триаса основного и кислого состава характеризуются спорадическим распространением на блоках фундамента западной и центральной частей севера Западной Сибири. Поверхность осадочного чехла покрыта в основном плиоцен-четвертичными отложениями. В зонах тектонических дислокаций, развитых ближе к

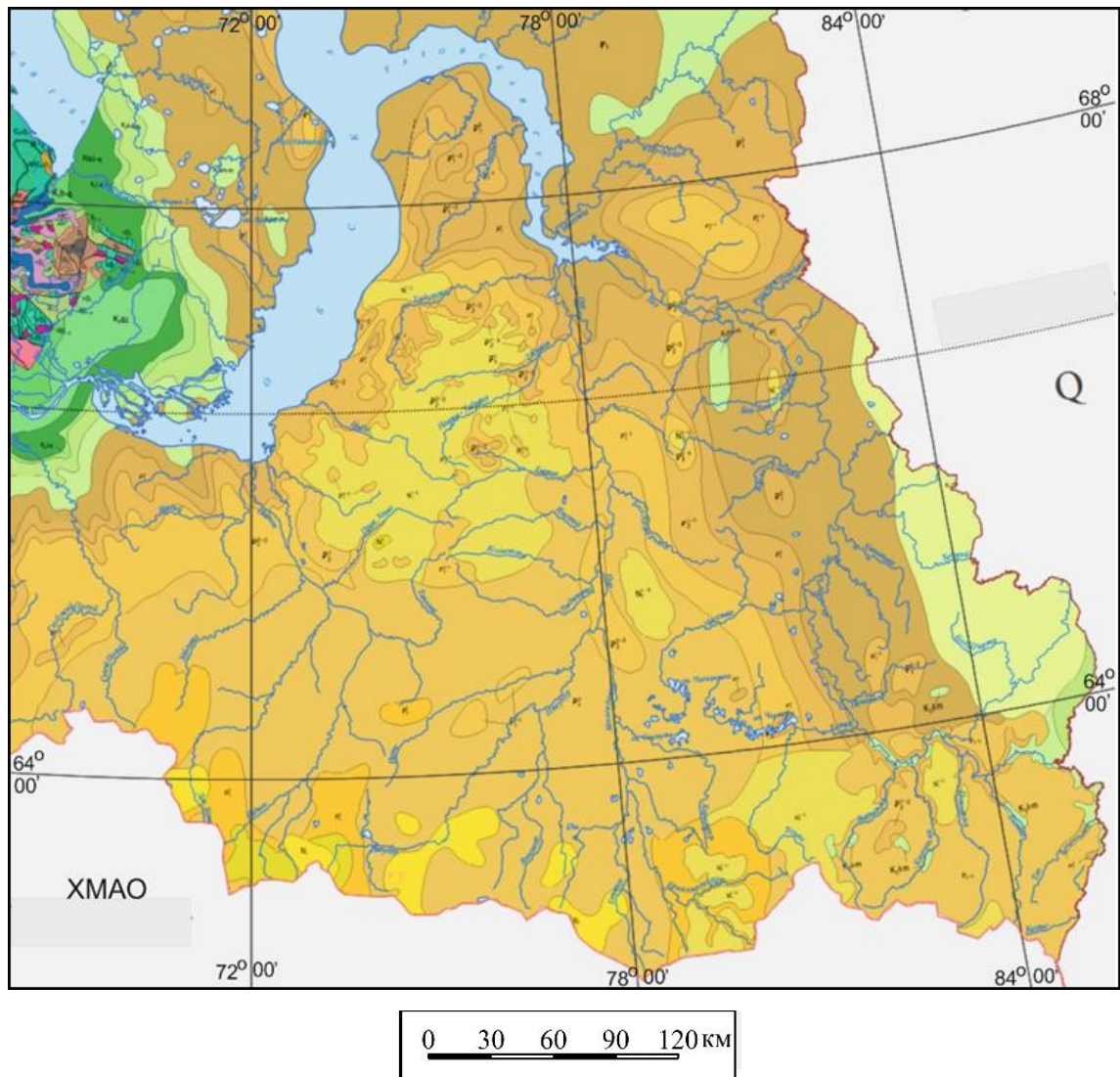


Рисунок 1.1 – Фрагмент геологической карты ЯНАО (ФГБУ «ВСЕГЕИ», 2022)
Условные обозначения:

НЕОГЕНОВАЯ СИСТЕМА	N_1	Миоцен
	N_1^{2-3}	Средний миоцен; N_1^{1-2} - нижний - средний миоцен
	N_1^1	Нижний миоцен
	$P-N$	Палеогеновая - неогеновая системы, нерасчлененные отложения; $P-N_1$ - палеогеновая система - миоцен; P_2-N_1 - эоцен - неогеновая система, миоцен
ПАЛЕОГЕНОВАЯ СИСТЕМА	P_3^2	Верхний олигоцен
	P_3^1	Нижний олигоцен
	P_2^{2-3}	Средний - верхний эоцен
	P_2^2	Средний эоцен; P_1^{1-2} - нижний - средний эоцен
	P_{1-2}	Палеоцен - эоцен; $P_1^1-P_1^2$ - верхний палеоцен - нижний эоцен
	P_1^2	Верхний палеоцен; P_1^{1-2} - нижний - верхний палеоцен

Продолжение условных обозначений к рисунку 1.1:

МЕЛОВАЯ СИСТЕМА	K-P₁	Меловая система - палеоцен; K ₂ -P - меловая система, верхний отдел - палеоцен; K ₂ -P ₁ - меловая система, верхний отдел - палеоцен; K ₂ m-P ₁ - меловая система, верхний отдел, маастрихтский ярус - нижний палеоцен; K ₂ km-P ₁ d - меловая система, верхний отдел, кампанский ярус - нижний палеоцен, датский ярус
	K₂m	Маастрихтский ярус; K ₂ km-m - кампанский - маастрихтский ярусы; K ₂ st-m - сantonский - маастрихтский ярусы; K ₂ t-m - туронский - маастрихтский ярусы; K ₂ k-m - коньякский - маастрихтский ярусы
	K₂km	Кампанский ярус; K ₂ st-km - сantonский - кампанский ярусы; K ₂ k-km - коньякский - кампанский ярусы; K ₂ t-km - туронский - кампанский ярусы; K ₂ s-km - сеноманский - кампанский ярусы
	K₂st	Сantonский ярус; K ₂ k-st - коньякский - сantonский ярусы; K ₂ t-st - туронский - сantonский ярусы; K ₂ s-st - сеноманский - сantonский ярусы
	K₂k	Коньякский ярус; K ₂ t-k - туронский - коньякский ярусы; K ₂ s-k - сеноманский - коньякский ярусы
	K₂t	Туронский ярус; K ₂ s-t - сеноманский - туронский ярусы
	K₂s	Сеноманский ярус
	K₁₋₂	Нижний - верхний отделы; K _{al} -s - альбский - сеноманский ярусы; K _a -s - аптский - сеноманский ярусы
	K_{1al}	Альбский ярус; K _{1al} 2-3 - альбский ярус, средний - верхний подъярусы; K _{1a} -al - аптский - альбский ярусы; K _{1g} -al - готеривский - альбский ярусы; K _{1br} -al - барремский - альбский ярусы; K _{1a} 2-al ₁ - аптский ярус, верхний подъярус - альбский ярус, нижний подъярус; K _{1v} -al - валанжинский - альбский ярусы
	K_{1a}	Аптский ярус; K _{1a} 1-2 - аптский ярус, нижний - средний подъярусы; K _{1br} -a - барремский - аптский ярусы; K _{1g} -a - готеривский - аптский ярусы; K _{1v} -a - валанжинский - аптский ярусы; K _{1b} -a - берриаский - аптский ярусы; K _{1b} 2-a - берриаский ярус, верхний подъярус - аптский ярус
	K_{1g}	Готеривский ярус; K _{1v} -g - валанжинский - готеривский ярусы; K _{1b} -g - берриаский - готеривский ярусы
ЮРСКАЯ СИСТЕМА	J-K	Юрская - меловая системы, нерасчлененные отложения; J ₂ -K ₁ - юрская система, средний отдел - меловая система, нижний отдел; J-K ₁ - юрская система - меловая система, нижний отдел
	J₁₋₂	Нижний - средний отделы
ТРИАСОВАЯ СИСТЕМА	T₃	Верхний отдел
	T₂₋₃	Средний - верхний отделы
ПЕРМСКАЯ СИСТЕМА	D-P₁	Девонская система, нерасчлененные отложения - пермская система, нижний отдел; D ₃ -P - девонская система, верхний отдел - пермская система, нерасчлененные отложения; D ₂ -P ₁ - девонская система, средний отдел - пермская система, нижний отдел
	P_{1k}	Кунгурский ярус; P _{1a} -k - артинский - кунгурский ярусы; P _{1a} -k - ассельский - кунгурский ярусы
	P_{1ar}	Артинский ярус; P _{1s} -ar - сакмарский - артинский ярусы; P _{1a} -ar - ассельский - артинский ярусы
	C-P	Каменноугольная - пермская системы, нерасчлененные отложения; C-P ₁ - каменноугольная система - пермская система, нижний отдел; C ₃ -P - каменноугольная система, верхний отдел - пермская система; C ₃ -P ₁ - каменноугольная система, верхний отдел - пермская система, нижний отдел; C ₂ -P - каменноугольная система, средний отдел - пермская система; C ₂ -P ₂ - каменноугольная система, средний отдел - пермская система, средний отдел; C ₂ -P ₁ - каменноугольная система, средний отдел - пермская система, нижний отдел

Окончание условных обозначений к рисунку 1.1:

КАМЕННОУГОЛЬНАЯ	C	Нерасчлененные отложения
	C ₂	Средний отдел; C ₁₋₂ - нижний - средний отделы; C ₁ S-C ₂ - нижний отдел, серпуховский ярус - средний отдел
	C ₁	Нижний отдел
	D-C	Девонская - каменноугольная системы, нерасчлененные отложения; D-C ₁ - девонская система - каменноугольная система, нижний отдел; D-C ₂ - девонская система - каменноугольная система, средний отдел; D ₃ -C - девонская система, верхний отдел - каменноугольная система; D ₃ -C ₁ - девонская система, верхний отдел - каменноугольная система, нижний отдел; D ₃ -C ₂ - девонская система, верхний отдел - каменноугольная система, средний отдел; D ₂ -C ₁ - девонская система, средний отдел - каменноугольная система, нижний отдел; D ₂ -C ₂ - девонская система, средний отдел - каменноугольная система, средний отдел
ДЕВОНСКАЯ	S-C ₁	Силурийская система, нерасчлененные отложения - каменноугольная система, нижний отдел
	D ₃	Верхний отдел; D ₂₋₃ - средний - верхний отделы
	D ₂	Средний отдел; D ₁₋₂ - нижний - средний отделы
	O-D	Ордовикская - девонская системы, нерасчлененные отложения; O-D ₂ - ордовикская система - девонская система, средний отдел; O ₃ -D ₁ - ордовикская система, верхний отдел - девонская система, нижний отдел; O ₂ -D - ордовикская система, средний отдел - девонская система, нерасчлененные отложения; O ₃ -D ₂ - ордовикская система, средний отдел - девонская система, средний отдел; O ₂ -D ₁ - ордовикская система, средний отдел - девонская система, нижний отдел

поверхности выделяются более древние породы – от эоцена до верхнего мела. Северная часть описываемой территории изучена более слабо, преимущественно по геофизическим данным.

Фундамент Западно-Сибирской плиты представлен протерозойскими, палеозойскими, мезозойскими (в объеме триаса) и интрузивными образованиями. Протерозойские и палеозойские отложения слагают нижний структурный этаж, мезозойские в объеме триаса – промежуточный рифтогенный структурный этаж; верхний структурный этаж – чехол – представлен мезозойскими (без триаса) и кайнозойскими образованиями.

Протерозойские породы вскрыты единичными скважинами (Вахская, Медвежья, Охтеурьевская, Чебачья, Лензитская и др.) в приподнятых блоках фундамента и представлены амфиболит-гнейсовыми отложениями, различными видами сланцев общей мощностью более 1000 м.

В северной части Западной Сибири палеозойские и триасовые образования, вскрытые скважинами гораздо в меньшем объеме

(Новопортовское месторождение), чем в центральных и южных районах, характеризуются более широким распространением.

Юрские, меловые и кайнозойские отложения, развиты практически повсеместно, имеют субгоризонтальное залегание. Общая мощность осадочного чехла составляет от 2,2-4,5 км на западе в бассейне Надыма-Обской губы до 6,5-7,1 км на северо-востоке

МЕЗОЗОЙСКАЯ ЭРА ТЕМА ТРИАСОВАЯ СИСТЕМА

На территории Западно-Сибирской равнины триас имеет в основном очаговый характер распространения, приурочен к грабенообразным впадинам, выполненным осадочно-вулканогенными и угленосными терригенными отложениями. Лишь на севере равнины триасовые образования, особенно его верхней, преимущественно терригенной части имеют более широкое – площадное развитие. Вскрыты на Восточно-Таркосалинской, Евояхинской, Уренгойской, Семеновской нефтегазоразведочных площадях и др. Особое значение в понимании строения разреза триаса имеет Тюменская сверхглубокая скв. СГ-6 (лист Q-44), вскрывшая полный разрез мезозоя Западной Сибири (глубина забоя 7502 м).

Нижняя часть триасовых отложений северной и центральной части района исследований представлена осадочно-вулканогенными образованиями, отнесенными к красноселькупской серии (до 900 м), верхняя – сложена комплексом осадочных пород, объединенных в тампейскую серию (по геолого-геофизическим данным превышает 1000 м), без видимого углового несогласия, перекрывается юрскими отложениями.

Красноселькупская серия (T_{1-2ks}) приурочена к Колтогорско-Уренгойскому грабену-рифту и его сателлитам. Предполагается, что свита представлена покровами базальтов и порфиритов, туфами основного состава и туфопесчаниками, прослоями и линзами туфитов, силицитов, аргиллитов.

Возраст условно датируется нижним-средним триасом. Мощность эффузивов серии, согласно сейсморазведочным данным, превышает 900 м.

Тампейская серия (T_{2-3tm}) представлена аргиллитами, алевролитами, песчаниками, туффитами с остатками растений. Она разделена на две толщи: нижнюю (песчано-глинистую и верхнюю существенно глинистую [188]. Нижняя толща – переслаивание аргиллитов и алевролитов с мелко-среднезернистыми песчаниками, прослой и линзы конгломератов, туфоалевролитов, углей. Верхняя толща сложена темно-серыми аргиллитами и мелкозернистыми глинистыми алевролитами с редкими пластами мелко-среднезернистых песчаников. Возраст – средний-верхний триас. Мощность серии, по геофизическим данным, – до 2000 м.

В южной части описываемого района основу стратиграфического разреза триаса составляет туринская серия (нижний и верхний отделы), которая представлена туфогенно-осадочными породами, песчаниками, алевролитами, базальтами, андезибазальтами, андезитами, их туфами (мощностью более 1500 м). К верхнему триасу отнесена конитлорская свита мощностью около 200 м, несогласно перекрывающая туринскую серию.

ЮРСКАЯ СИСТЕМА

Юрская система в пределах рассматриваемой территории представлена полифациальным терригенным комплексом пород, который в полных разрезах без видимого несогласия залегает на вулканогенно-осадочных образованиях триаса или домезозойских породах. В сводах наиболее контрастных поднятий (Александровский мегавал, Междуреченский вал, Усть-Портовский мегавал и др.) наблюдается последовательное (снизу вверх) выклинивание юрских отложений.

На территории Западно-Сибирской равнины в составе юры выделяется два литолого-фациальных комплекса: нижне-среднеюрский (без келловейского яруса) и келловей-верхнеюрский, которые имеют свои генетические наборы отложений, свои фациальные ряды с соответствующим

сочетанием ископаемых органических остатков, образующие характерные для них типы разрезов.

Согласно районированию верхнемеловых отложений изучаемая территория относится к Тамбейскому, Фроловскому, Пурпейско-Васюганскому, Предтаймырскому, Харампурскому, Турухан-Елогуйскому, Усть-Енисейскому, Сильгинскому и Ажарминскому районам, ниже-среднеюрских – к Пурпейско-Котухтинскому, Сидоровско-Пайдугинскому, Уренгойскому, Ямало-Гыданскому, Усть-Енисейскому и незначительная часть к Приобскому, Южно-Ямальскому, Красноленинско-Ярудейскому районам.

Кровля и подошва юрских пород в пределах рассматриваемой территории находятся на глубинах, соответственно, 1-4 и 2,5-7 км.

На значительной части равнины отложения нижней и средней юры сформировались преимущественно в континентальных условиях. По генетической общности они объединены в заводоуковскую серию, на основании которой был выделен заводоуковский надгоризонт. На севере Западной Сибири ниже-среднеюрские отложения формировались преимущественно в морских условиях и по общности генетических признаков они объединены в большехетскую серию.

В конце батского, начале келловейского веков произошла одна из крупнейших трансгрессий в геологической истории Западной Сибири и дальнейшее формирование позднеюрских осадков происходило в условиях расширяющегося морского бассейна. Завершение этого этапа не совпадает с рубежом юры и мела, а несколько сдвинуто на начало бореального берриаса – рязанского века. В результате сформировался своеобразный комплекс отложений, объединенный в даниловский надгоризонт.

МЕЛОВАЯ СИСТЕМА

На бóльшей части территории Западно-Сибирской равнины мел имеет довольно четкое трехчленное деление, соответствующее определенным

этапам седиментации, с которыми совпадают основные нефтегазоносные комплексы. Отложения каждого из них в региональной стратиграфической схеме РСС 1990 г. объединены в надгоризонты. Каждый из них имеет специфические черты, свой набор фаций.

Нижний – зареченский, охватывает бореальный берриас-низы апта. Средний – покурский, объединяет отложения апт-альб-сеномана. Верхний – дербышинский, включает верхнемеловые отложения (без сеномана). Для каждого из них разработано свое районирование по типам разрезов и свои региональные стратиграфические схемы.

Отложения меловой системы представлены сложным полифациальным комплексом терригенных пород, мощность которого увеличивается в прогибах и впадинах до 4 км.

НИЖНИЙ ОТДЕЛ

Берриас-нижнеаптские образования формировались в условиях регрессии, с убыванием вверх по разрезу глинистых пород, с одновременным увеличением доли континентальных образований. Это наисложнейший (из-за пестроты фаций) комплекс пород в мезозое Западной Сибири, что определяет необходимость выделения нескольких типов разрезов с взаимными разноуровненными переходами.

Согласно районированию берриас-нижнеаптские отложения описываемая территория относится к Полуйско-Ямальскому, Притаймырскому, Малохетскому, Пурпейскому, Уренгойскому, Тазовскому, Туруханскому, Сургутскому, Вэнгапурскому, Нижневартовскому, Ларьякскому, Елогуйскому, небольшая часть – к Александровскому (Таблица 1.1).

СРЕДНИЙ ОТДЕЛ

В значительной части Западно-Сибирской равнины в диапазоне апт-альб-сеномана на территории Западно-Сибирской равнины отложения имеют преимущественно континентальный генезис, существенная часть которых

Таблица 1.1 – Литолого-стратиграфическое районирование
берриас-нижнеаптских отложений изучаемой территории [156]

№ п/п	Район	Свита	Мощность, м
1.	Полуйско-Ямальский	Танопчинская Ахская	до 750 до 1280
2.	Притаймырский	Малохетская Байкаловская Шуратовская	до 350 до 785 до 1030
3.	Малохетский	Малохетская Суходудинская Нижнехетская	до 350 до 1050 до 600
4.	Пурпейский	Тангаловская Сортымская	до 520 до 600
5.	Уренгойский	Тангаловская Сортымская	до 615 до 1460
6.	Тазовский	Ереямская Заполярная Мегионская	до 420 до 570 до 500
7.	Туруханский	Малохетская Юрацкая	до 350 до 830
8.	Сургутский	Алымская Сангопайская Усть-балыкская Сортымская	до 135 до 170 до 275 до 810
9.	Вэнгапурский	Вартовская Мегионская	до 405 до 300
10.	Нижнеартовский	Алымская Ванденская Мегионская	до 135 до 480 до 560
11.	Ларьякский	Вартовская Тарская Куломзинская	до 405 до 200 до 290
12.	Елогуйский	Вартовская Елогуйская	до 450 до 200
13.	Александровский	Алымская Ванденская Тарская Куломзинская	до 135 до 480 до 200 до 290

приходится на покурскую свиту. Именно это подразделение послужило основой для выделения покурского надгоризонта. Мощность среднего отдела может достигать 1000 м.

Согласно районированию апт-альб-сеноманских отложений описываемая территория относится к Туруханскому, Усть-Енисейскому, Тазовско-Уренгойскому, Полуйско-Ямальскому, Омско-Ларьякскому и незначительная часть к Березово-Тюменскому районам (Таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Литолого-стратиграфическое районирование апт-альб-сеноманских отложений изучаемой территории [156]

№ п/п	Район	Свита	Мощность, м
1.	Туруханский	Маковская Яковлевская	до 340 до 570
2.	Усть-Енисейский	Долганская Яковлевская	до 570 до 570
3.	Полуйско-Ямальский	Марресалинская Яронгская Танопчинская	до 500 до 340 до 450
4.	Тазовско-Уренгойский	Покурская	до 1000
5.	Омско-Ларьякский	Покурская	до 790
6.	Березово-Тюменский	Уватская Ханты-мансийская Викуловская	до 310 до 295 до 315

ВЕРХНИЙ ОТДЕЛ

В начале туронского века произошла крупнейшая трансгрессия в мезозойской истории Западной Сибири и в дальнейшем в течение всей позднемеловой эпохи на громадной территории формировались в основном глинистые и кремнисто-глинистые осадки.

Согласно районированию верхнемеловых отложений описываемая территория относится к Ямало-Уренгойскому, Березово-Вартовскому,

Тазовскому, Омско-Ларьякскому, Усть-Енисейскому, Туруханскому, незначительная часть на юго-востоке – Елогуйскому и Колпашевскому районам.

КАЙНОЗОЙСКАЯ ЭРАТЕМА

Эта часть отложений в настоящей работе подробно не рассматривается, поскольку не является объектом исследований.

ПАЛЕОГЕНОВАЯ СИСТЕМА

Палеогеновые образования распространены на большей части изучаемого района и представлены палеоценовыми, эоценовыми и олигоценовыми отложениями, изученными по разрезам скважин и обнажений. Согласно районированию, описываемая территория относится к Ямало-Тазовскому, Центральному, Нарымскому районам, незначительная часть расположена в пределах Притомского и Приенисейского [195].

В северной части района (Новопортовское поднятие и др.) палеогеновые осадки уничтожены эрозией и денудацией. Под плиоцен-четвертичными образованиями здесь залегают верхнемеловые породы. Олигоценовые и миоценовые образования, вероятно, смыты в предплиоценовое время.

НЕОГЕНОВАЯ СИСТЕМА

Согласно районированию, большая часть описываемой территории относится к Ямало-Тазовскому району, южная часть – к Сибирскоувадьскому и Приенисейскому.

Миоценовые континентальные образования различных генетических типов фрагментарно распространены на изучаемой территории, с размывом залегая на породах верхнемелового и палеогенового возраста. Кровля отложений в значительной степени эродирована в плиоцене.

ПЛИОЦЕН-ЧЕТВЕРТИЧНАЯ СИСТЕМА

Плиоцен-четвертичные новейшие отложения в пределах описываемого района развиты практически повсеместно. Исключение составляют места

выходов доплиоценовых пород на дневную поверхность, связанные преимущественно с приповерхностными дислокациями.

Отложения представлены сложнопостроенным комплексом пресноводно-бассейновых, озерно-аллювиальных, озерных и аллювиальных образований. Мощность изменяется от первых метров в местах близповерхностного залегания доплиоценового цоколя до 150-250 м и более в переуглублениях; максимальные мощности (до 360 м) наблюдается в долинах р. Оби, Надыма, Пура и др., в погребенных долинах вдоль Обской губы.

1.2.2. Тектоника

В региональном отношении изучаемый район в соответствии с «Тектонической картой мезозойско-кайнозойских отложений ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы» (под ред. И.И. Нестерова, 1990 г.), фрагмент которой показан на рисунке 1.2, приурочен к Западно-Сибирской геосинеклизе, а именно к зоне сочленения всех трех входящих в ее состав субрегиональных структур: Ямало-Тазовской мегасинеклизы (В), занимающей большую часть описываемой территории (северную, западную и центральную), Внешнему поясу (А), протянувшемуся вдоль восточной границы, и Центральной мегатеррасе (Б) в виде двух участков в южной части.

Внешний пояс (А) представлен крупной структурой I порядка – Покулихинской мегамоноклиалью (А6а), расположенной в пределах надпорядковой Приенисейской моноклизы (А6).

Центральная мегатерраса (Б) на изучаемой территории включает в себя следующие надпорядковые структуры (структуры I порядка): Б2 – Хантейский мегасвод, Б3 – Среднеиртышская синеклиза (Б3а – Юганская мегавпадина), Б4 – Кеть-Вахская гемиянтеклиза (Б4а – Александровско-

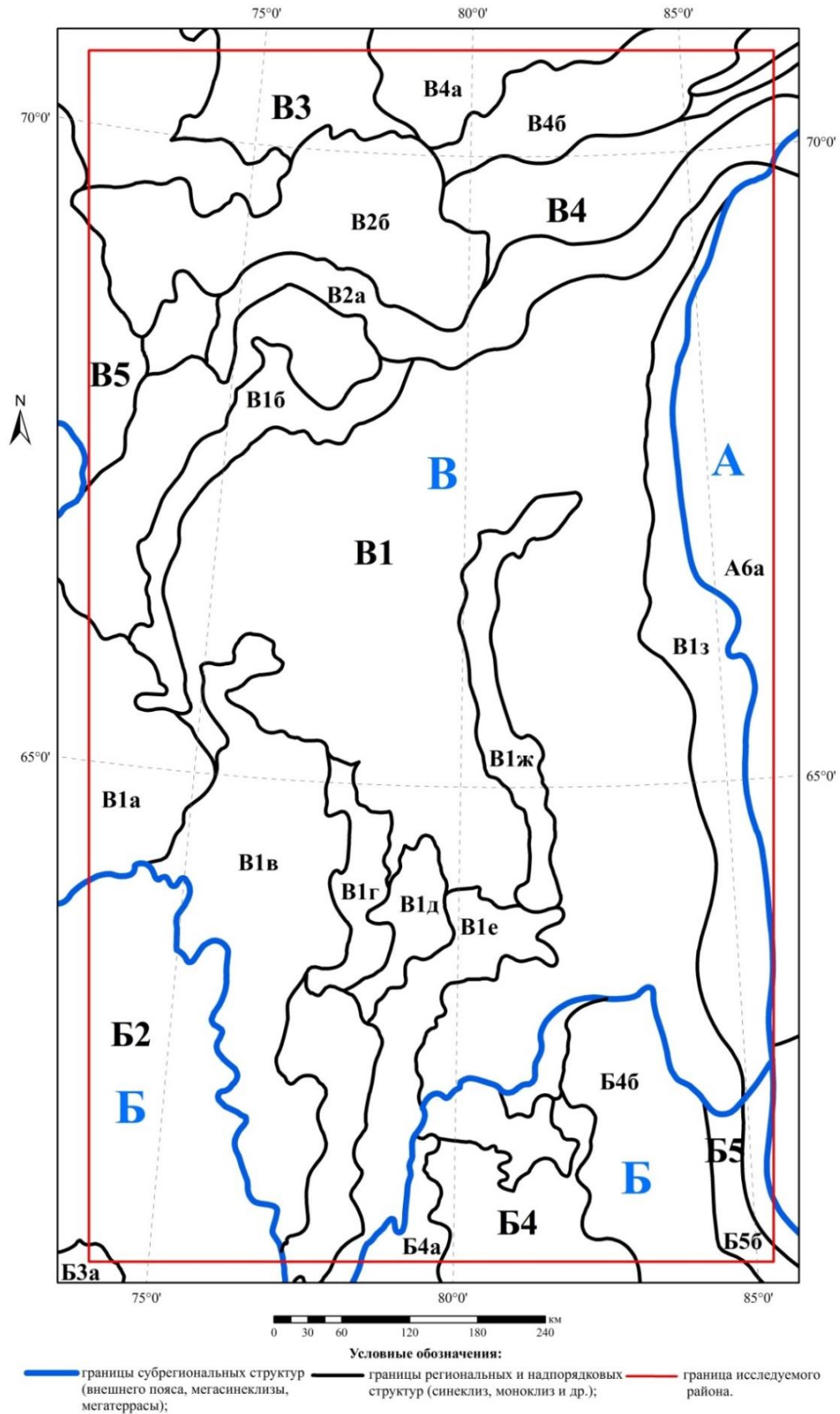


Рисунок 1.2 – Фрагмент «Тектонической карты мезозойско-кайнозойских отложений ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы» (под ред. И.И. Нестерова, 1990 г.) [191]

Условные обозначения к рисунку 1.2:

Список тектонических структур:

РЕГИОНАЛЬНЫЕ СТРУКТУРЫ

А, Б, В – Западно-Сибирская геосинеклиза (плита)

СУБРЕГИОНАЛЬНЫЕ, НАДПОРЯДКОВЫЕ И КРУПНЫЕ СТРУКТУРЫ I ПОРЯДКА

А – ВНЕШНИЙ ПОЯС ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

А6 – Приенисейская моноклиза

А6а – Покулихинская мегамоноклиналь

Б – ЦЕНТРАЛЬНАЯ МЕГАТЕРРАСА

Б2 – Хантейский мегасвод

Б2а – Хантейский мегасвод

Б3 – Среднеиртышская синеклиза

Б3а – Юганская мегавпадина

Б4 – Кеть-Вахская гемиянтеклиза

Б4а – Александровско-Пудинский пояс мегавалов

Б4б – Каралькино-Ажарминский пояс мегавалов

Б5 – Чулымо-Енисейская гемисинеклиза

Б5б – Касско-Сымский пояс мегапрогибов

В – ЯМАЛО-ТАЗОВСКАЯ МЕГАСИНЕКЛИЗА

В1 – Надым-Тазовская синеклиза

В1а – Надымская мегавпадина

В1б – Медвежье-Ямбургский пояс мегавалов

В1в – Варьеганско-Пурпейская зона линейных структур

В1г – Восточно-Варьеганско-Пурский пояс мегапрогибов

В1д – Тагринско-Харампурский пояс мегавалов

В1е – Верхнеаганско-Толькинский пояс мегапрогибов

В1ж – Русско-Часельский пояс мегавалов

В1з – Маковско-Артютинский пояс моноклиналей

В2 – Мессояхско-Антипаютинская зона линейных структур

В2а – Мессояхский пояс мегавалов

В2б – Сеяхинско-Антипаютинский пояс мегавпадин

В3 – Ямало-Гыданская мегаседловина

В3б – Среднеямальская зона линейных структур

В4 – Енисей-Хатангский желоб

В4а – Среднепясинская мегамоноклиналь

Пудинский пояс мегавалов, Б4б – Каралькинско-Ажарминский пояс мегавалов), Б5 – Чулымо-Енисейская гемисинеклиза (Б5б – Касско-Сымский пояс мегапрогибов).

Большая часть Ямало-Тазовской мегасинеклизы (В) в пределах описываемого района представлена Надым-Тазовской синеклизой (В1), осложненной структурами I порядка, имеющих преимущественно субмеридионально-вытянутую форму (В1а – Надымская мегавпадина, В1б – Медвежье-Ямбургский пояс мегавалов, В1в – Варьеганско-Пурпейская зона линейных структур, В1г – Восточно-Варьеганско-Пурский пояс мегапрогибов, В1д – Тагринско-Харампурский пояс мегавалов, В1е – Верхнеаганско-Толькинский пояс мегапрогибов, В1ж – Русско-Часельский пояс мегавалов, В1з – Маковско-Артютинский пояс моноклиналей). Также к Ямало-Тазовской мегасинеклизе относятся еще четыре надпорядковых структуры (структуры I порядка): В2 – Мессояхско-Антипаютинская зона линейных структур (В2а – Мессояхский пояс мегавалов, В2б – Сеяхинско-Антипаютинский пояс мегавпадин), В3 – Ямало-Гыданская мегаседловина, В4 – Енисей-Хатангский желоб (В4а – Среднепясинская мегамоноклираль, В4б – Усть-Енисейско-Агапский пояс мегапрогибов), В5 – Южно-Ямальская моноклиза.

Западно-Сибирская эпипалеозойская геосинеклиза (ЗСГС) является уникальным геологическим объектом, и в первую очередь по своим масштабам и соответственно по многообразию фациальных обстановок осадконакопления, типов коллекторов и залежей УВ на фоне весьма высокого уровня изученности. По мнению Филипповича Ю.В. [200], достаточно быстрое открытие гиганских и крупных зон нефтегазонакопления, контролируемых в основном антиклинальными структурами I и II порядков, оказало крайне негативное влияние и послужило причиной упрощенного подхода к изучению геологии как всей ЗСГС, так и отдельных локальных объектов.

В районе Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО сдвиговые структуры имеют наиболее яркое проявление и развитие.

Вопросы тектонического развития осадочного чехла и фундамента северных областей Западно-Сибирской провинции рассматривались в работах [8, 17, 59, 104, 131, 157, 165, 184, 188-189, 192].

В юрский период в пределах Гыдан-Пур-Тазовской палеомегасинеклизы и Западно-Ямальской палеовпадины тектоническое развитие территории выражается в интенсивном погружении доюрских образований [26].

В неокомский период тектонические структуры в основном повторяют контуры тектонических элементов, заложившихся в юрское время, однако структуры претерпели некоторые трансформации. Основные центры осадконакопления также связаны с территориями Ямало-Гыданской и Надым-Пур-Тазовской палеомегасинеклиз.

С юрско-меловым периодом развития исследуемой территории произошла первая тектоническая инверсия, выразившаяся с трансформацией Западно-Ямальской палеовпадины, которая, испытав в неокомское время интенсивное воздымание, сочленилась с Ямальской палеомегатеррасой, в результате чего была сформирована крупная положительная структура – Ямальская палеомоноклиза. В этот период произошла смена общей направленности тектонических движений с отрицательных, преобладавших в юрское время, на положительные, которые доминировали в неокомское время.

В аптское время в пределах северной части Западно-Сибирского осадочного бассейна преобладают восходящие тектонические движения, в результате проявления которых Надым-Пур-Тазовской и Ямало-Гыданской палеомегасинеклизы переформировались в обширную промежуточную форму палеорельефа – Надым-Пур-Тазовскую палеомегатеррасу.

В альб-сеноманское время произошла тектоническая инверсия, в результате которой активное преобладающее воздымание, характерное для

аптского века, сменяется на интенсивное погружение бассейна. При этом наиболее активные трансформации палеорельефа отмечаются в северо-западной части осадочного бассейна. В результате этого площадь Ямало-Гыданской палеомегасинеклизы значительно увеличилась, охватывая большую часть полуостровов Ямал и Гыданский, а также северные районы Обь-Тазовского междуречья. Следствием этого стало образование Ямал-Гыдан-Обь-Тазовской палеомегасинеклизы. Одновременно с этим центральная часть Надым-Пурского междуречья испытывала погружение, обусловившее формирование здесь структуры промежуточного типа – Надым-Пурской палеомегатеррасы, сочленяющей активно погружавшуюся северную часть осадочного бассейна и его стабильные периферийные районы.

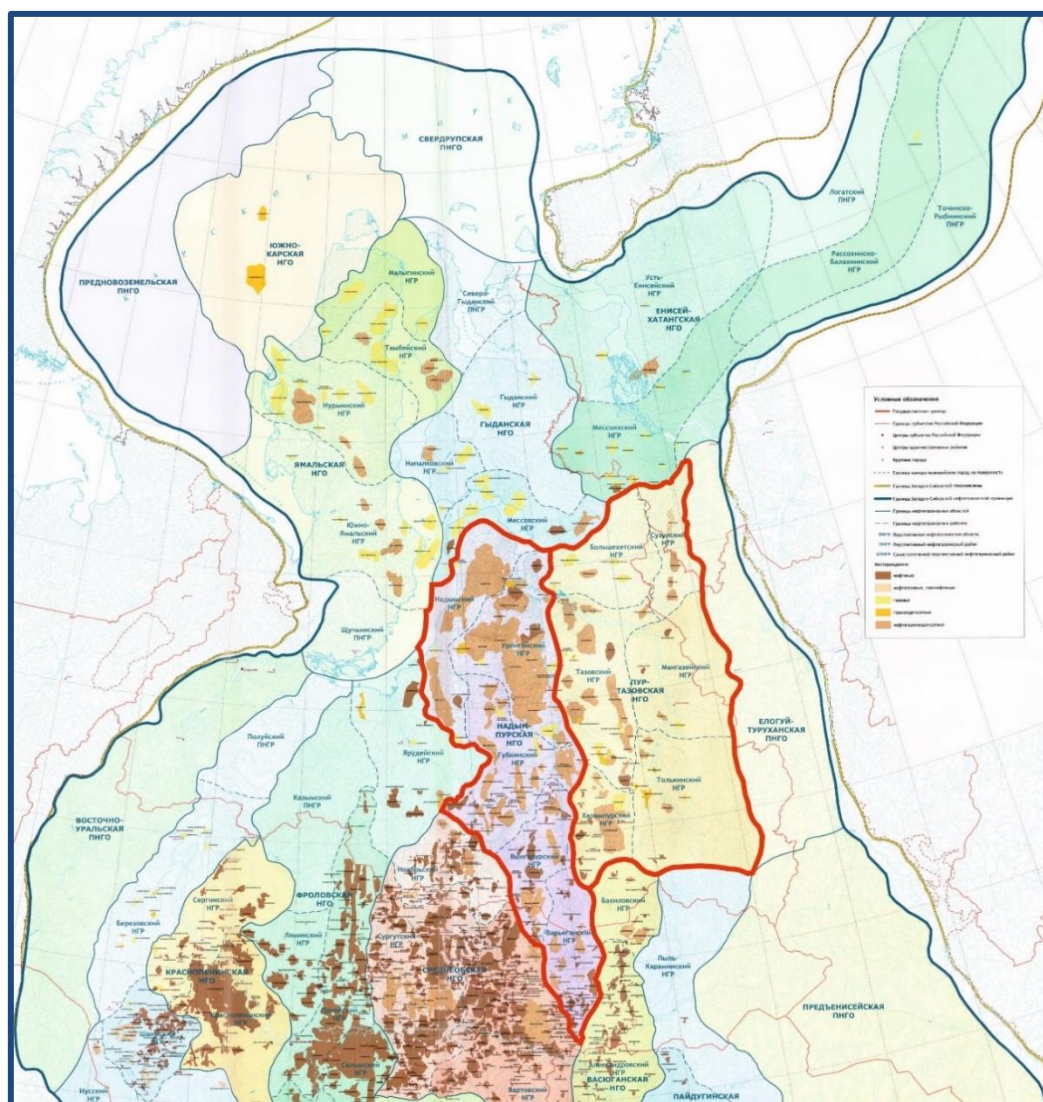
В турон-сантонское время в результате очередной крупной тектонической инверсии большая часть севера Западной Сибири испытала относительное воздымание. Наиболее существенные изменения палеорельефа произошли в пределах Ямало-Гыдан-Обь-Тазовской палеомегасинеклизы, которая трансформировалась в своей западной части в Ямало-Гыданскую палеомегантеклизу, расширившись в юго-восточном направлении.

В кайнозойское время происходит очередная перестройка палеорельефа рассматриваемой территории. Центральная и южная части осадочного бассейна испытывали преобладающее инверсионное погружение, в результате чего произошла трансформация Надым-Пурской и Тагринско-Харампурской палеомегатеррас и большей части Ямало-Гыданской палеомегантеклизы в Ямало-Надым-Пур-Тазовскую мегасинеклизу. В пределах данной отрицательной мегаструктуры выявляются отдельные участки, испытывающие восходящие тектонические движения. Крупнейшая из подобных структур – восточная ветвь Мессояхского мегавала.

1.2.3. Нефтегазоносность

Тектонически молодая Западно-Сибирская плита приурочена к одноименной нефтегазоносной провинции – крупнейшей в мире по запасам и ресурсам газа и одна из самых крупных по запасам и ресурсам нефти.

Рассматриваемые в работе Надым-Пурская и Пур-Тазовская НГО расположены в северо-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Рисунок 1.3)



Масштаб 1:20 000 000

Рисунок 1.3 – Фрагмент «Схемы нефтегеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции»
(А.В. Шпильман и др., 2010)

Промышленная газо- и нефтеносность Западно-Сибирской мегапровинции (ЗСМП) установлена в широком стратиграфическом диапазоне – от сенона до низов юры и нефтегазоносной зоны контакта (Рисунок 1.4). Центр провинции нефтеносен, север и периферийные зоны преимущественно газоносны. Стратиграфический и глубинный диапазон нефтегазоносности в пределах провинции увеличивается от окраинных областей к центру и на север. Максимальный ареал распространения промышленных скоплений УВ находится в нефтегазоносной зоне контакта и базальных горизонтах юрского комплекса [211].

От нижних к верхним горизонтам юры и далее к неокомским, аптским, альбским, альб-сеноманским и турон сенонским природным резервуарам площади распространения залежей УВ уменьшаются.

В целом по ЯНАО на Государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации (по состоянию на 01.01.2020 г.) числятся запасы свободного газа с учётом шельфа составляют 48,6 трлн куб. м, жидких углеводородов – 7,2 млрд т.

Годовой объём производства природного газа для автономного округа составляет более 600 млрд куб. м, жидких углеводородов – более 55 млн т. В последние годы наблюдается снижение добычи углеводородов на традиционных нефтяных и газовых месторождениях Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО. Объёмы добычи природного газа в Надымском и Пуровском районах с 2011 г. снизились на 18%.

Эксплуатационная задействованность разведанных запасов сеномана в Надым-Пур-Тазовском регионе в настоящее время максимальная, многие гигантские по запасам базовые месторождения (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Ямсовейское, Комсомольское, Северо-Уренгойское, Губкинское, Юбилейное, Вынгапуровское) уже вступили в стадию падающей добычи и завершения разработки. Основные газовые залежи в регионе выработаны в среднем на 75%. Добыча нефти и газового конденсата остается относительно стабильной.

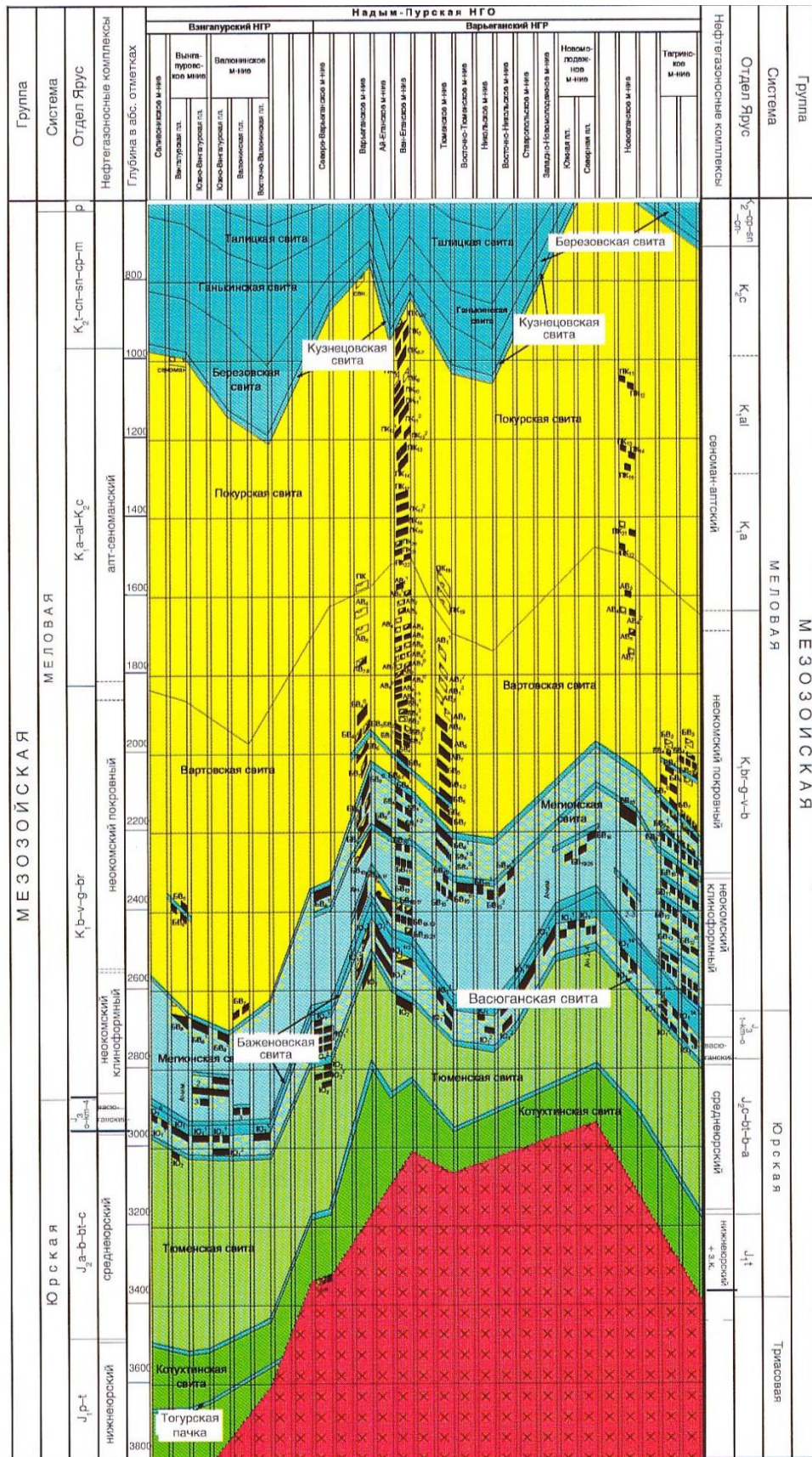


Рисунок 1.4 – Схема размещения залежей Надым-Пурской НГО
(Составили: В.Г. Елисеев, Л.И. Мамыкина, В.М. Никитин, Г.П. Мясникова,
Н.Л. Мариненкова, 2000 г.) [211]

Восполнение минерально-сырьевой базы за счет неоткрытых ресурсов самого комплекса невозможно в силу их малой величины (высокого уровня освоенности потенциальных ресурсов углеводородов апт-альб-сеноманских толщ).

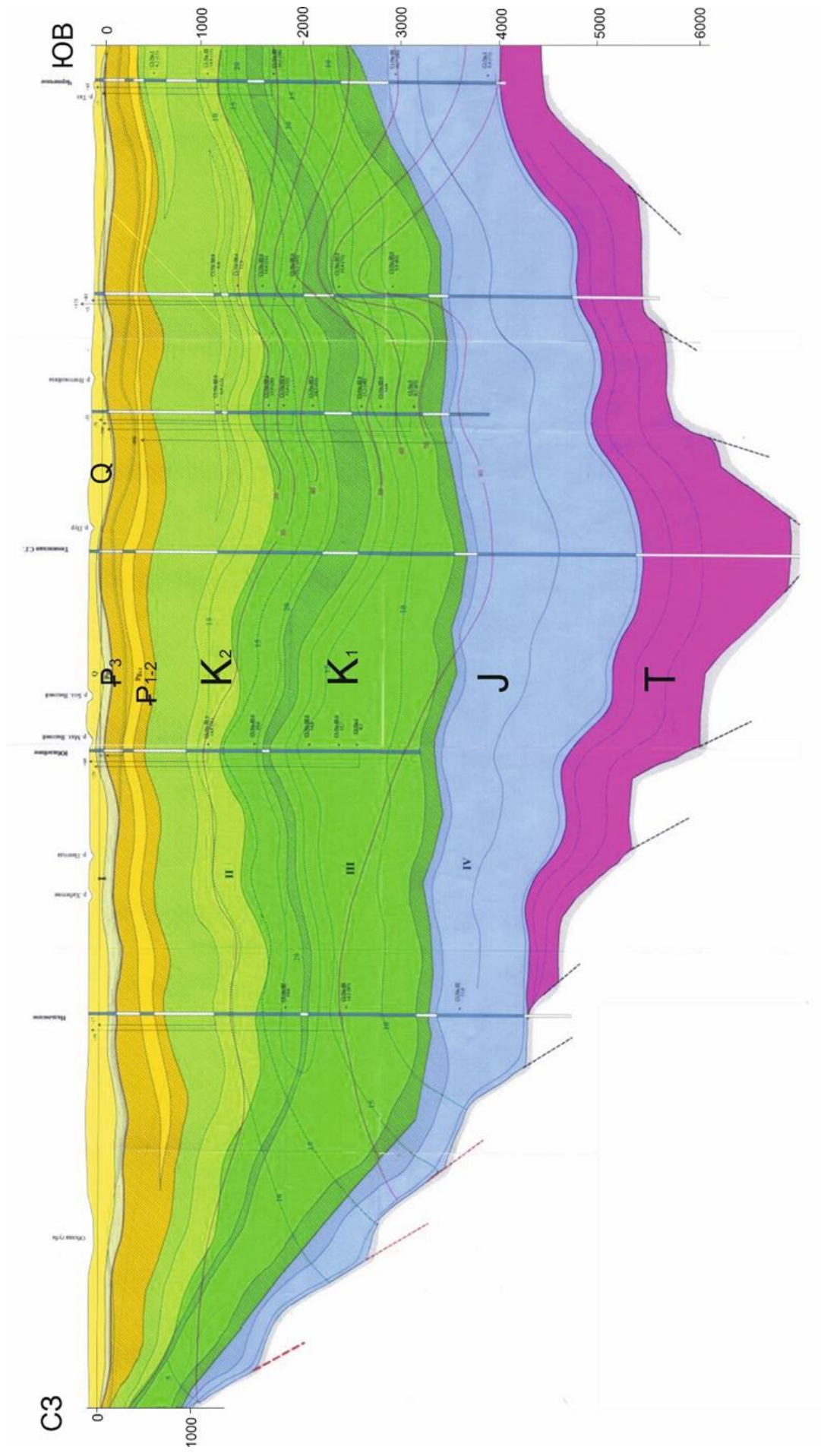
1.3. Гидрогеологические условия

Гидрогеологической стратификации Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна посвящены работы М.С. Гуревича, Б.Ф. Маврицкого, Н.Н. Ростовцева, В.А. Нуднера, Б.П. Ставицкого, А.А. Розина, Н.М. Кругликова, В.М. Матусевича, М.Ф. Чистякова, М.Я. Рудкевич, Л.С. Шварцева и др. [34, 51, 78, 103, 115, 125, 127, 158, 162, 208 и др.].

Согласно общей гидрогеологической карте территории РФ (ВСЕГИНГЕО, 2008 г.) рассматриваемый район находится в пределах Тазовско-Пурского мегабассейна и Иртыш-Обского артезианского бассейна (структуры II порядка).

Гидрогеологические условия Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО определяются принадлежностью к северо-восточной части Западно-Сибирского сложного артезианского мегабассейна. По стратификации Гидрогеологии СССР (том 16) под редакцией В.А. Нуднера (1970), в вертикальном разрезе ЗСМБ выделяются два гидрогеологических этажа, различающиеся гидрохимическими и гидродинамическими особенностями, условиями залегания, питания и разгрузки подземных вод (Рисунок 1.5 [128]). Разделяющим регионально выдержанным водоупором между водоносными подразделениями служит толща кремнисто-глинистых пород турон-эоценового возраста суммарной мощностью 700-800 м, включающая в себя единичные водоносные прослои незначительной мощности.

По условиям залегания, формирования подземных вод, палеогидрогеологии и геодинамической эволюции в его пределах выделены три сложных, наложенных друг на друга резервуара: 1) палеозойский гидрогеологический бассейн; 2) мезозойский гидрогеологический бассейн;



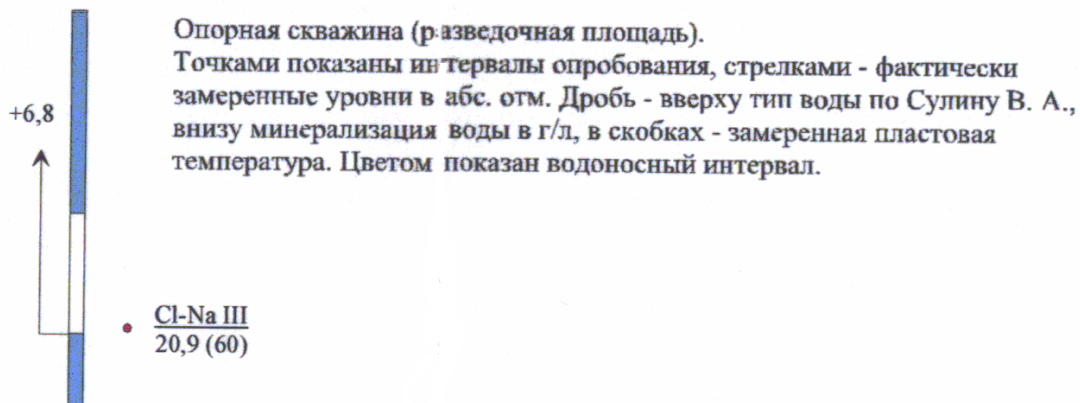
Условные обозначения к рисунку 1.5:

Возраст отложений:

	Четвертичный
	Олигоцен
	Палеоцен-эоцен
	Позднемеловой
	Раннемеловой
	Юрский
	Триасовый

Прочие обозначения:

	Стратиграфические границы
	Границы региональных водоупоров
	Региональные водоупоры
	Изотермы (градусы Цельсия)
	Нижняя граница многолетнемерзлых пород
	Изолинии минерализации подземных вод



3) кайнозойский гидрогеологический бассейн (В.М. Матусевич и др., 1984). В пределах всего разреза ЗСМБ было выделено 7 гидрогеологических комплексов: олигоцен-четвертичный, турон-палеогеновый, апт-альб-сеноманский, неокомский, верхнеюрский, средне-нижнеюрский и триас-палеозойский.

В диссертационной работе верхнеюрский и средне-нижнеюрский комплексы рассматриваются совместно (Рисунок 1.6).

Гидрогеологический этаж	Водоносный комплекс	Водоупорный комплекс	Слагающие породы; толщина, м	Кп, % Кпр, мД	Дебиты, м ³ /сут, СДУ, м; ΔР, МПа	Тип вод по Сулину	Минерализация, г/дм ³
ВЕРХНИЙ	Оligocen-четвертичный		песчано-глинистые породы; около 300 м	н/д	<u>4,6-19,4 л/с</u> 9-15	песстрый состав	до 1,2
		Турон-эоценовый	преимущественно глины; тибейсалинская, танамская свиты, газсал. пачка-алеволиты и пески; 700-800 м		<u>1,0 (0,19 МПа)-</u> 10,7 (285 м) перелив (1,1-1,9 м ³ /сут)	ХК	0,8-11,7
НИЖНИЙ	Апт-альб-сеноманский		чередование песков, песчаников и алеволитов с прослоями глин; порядка 800-1000 м	<u>21,2-32,5</u> 10-1000	<u>4,7 (382 м)-</u> 37,4 (960 м) перелив (75,5-144 м ³ /сут) фонтан (до 800 м ³ /сут)	ХК ГКН	8,2-20,3 10,3-16,3
		Нижнеаптский	преимущественно глины; до 50 м				
	Неокомский		чередование песчаников, алеволитов и глин; более 1500-1800 м	<u>15-25</u> 0,7-0,9	<u>единицы-десятки</u> до 1000 м и более перелив через НКТ-10-30 м ³ /сут	ХК ГКН	3,6-21,7 1,3-13,6
		Волжско-валанжинский	глинистые породы; около 40 м				
	Юрский		неравномерное чередование песчаников, алеволитов и уплотненных глин; до 2000 и более м	<u>15</u> 0,4	<u>0,5 (910,5 м)-</u> 41,6 (1265 м) перелив (10,9, 19,6 м ³ /сут)	ХК ГКН	9,0-18,5 (J3) 7,9 (J2) 5,1 (J1)
	Триас-палеозойский		песчано-алеворито-глинистые породы с прослоями аргиллинов и гравелитов; до 1200 и более м	н/д	водобильность непостоянная фонтан 532,8 м ³ /сут (скв. 21 Южно-Русская)	ГКН	10,0

Рисунок 1.6 – Сводный гидрогеологический разрез района исследований

Олигоцен-четвертичный водоносный комплекс, входящий в состав верхнего гидрогеологического этажа, в региональном плане представляет собой единую водонасыщенную толщу, грунтовые и межпластовые воды которой имеют гидродинамическую связь и находятся в зоне активного водообмена. Комплекс сложен континентальными осадками различного генезиса общей мощностью около 300 м. Питание происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков и бокового подтока поверхностных вод. Разгрузка осуществляется в местную гидрографическую сеть.

Характерной особенностью верхнего этажа на основной части рассматриваемого района является преимущественно сплошное (по глубине) распространение многолетнемерзлых пород, мощность которых может составлять 300 и более метров. Наиболее льдистыми являются торфяники и озерные супесчаные и песчано-глинистые отложения. Широко развиты сезоннопромерзающие воды типа «верховодки» и надмерзлотные воды таликов под речными руслами и озерами. Отличительной особенностью подземных вод ЯНАО является их ультрапресная минерализация, редко превышающая $0,1 \text{ г/дм}^3$. Низкие концентрации отмечаются для основных солеобразующих компонентов – кальция и магния, на фоне пониженных значений которых резко выделяются высокие содержания ионов железа, марганца и кремнекислоты [36, 174].

Подземные воды олигоценовых отложений мощностью около 200 м широко используются для централизованного водоснабжения населенных пунктов. По основным показателям флюид соответствуют требованиям СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы ...». Состав подземных вод турон-олигоценового водоносного комплекса по всем имеющимся данным представлен на рисунке 1.7.

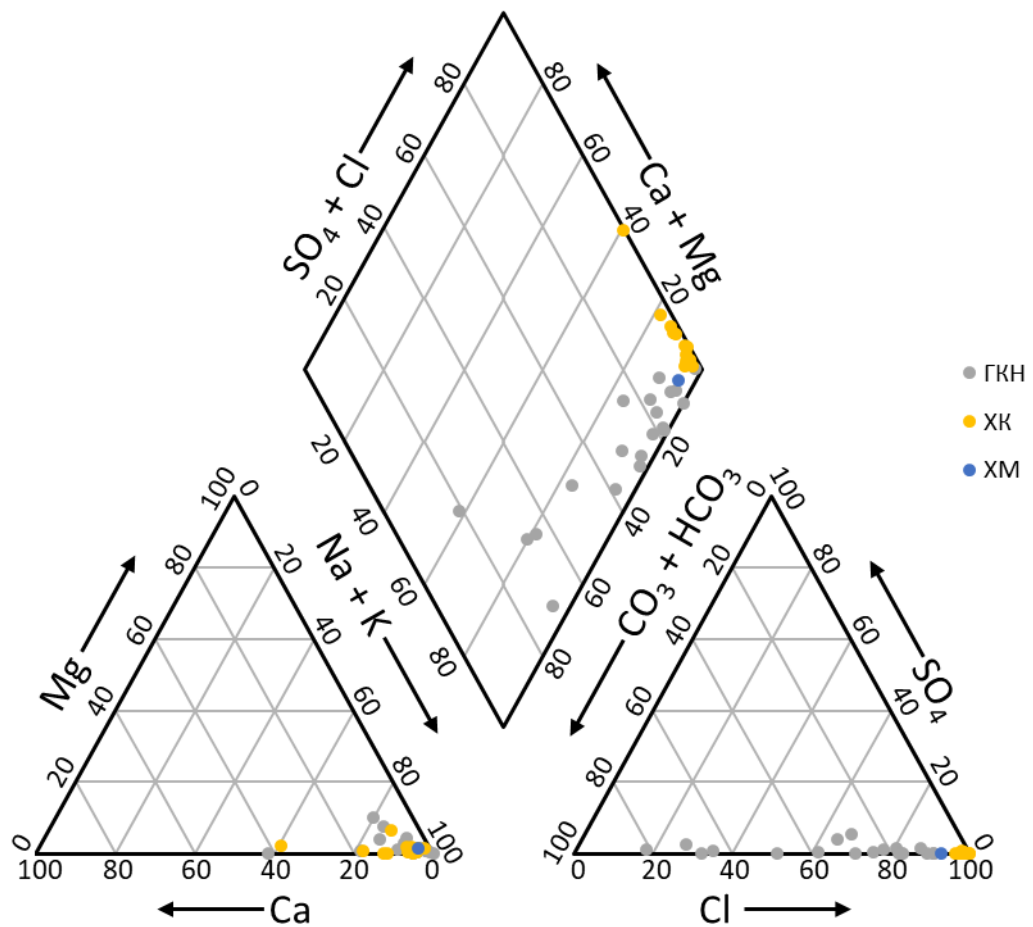


Рисунок 1.7 – Диаграмма Пайпера состава подземных вод турон-олигоценевого водоносного комплекса

Для хозяйственно-питьевого водоснабжения на территории распространения ММП используются главным образом межмерзлотные горизонты и подрусловые талики, для технических целей – источники поверхностных вод (ручьев, рек, озер).

Нижний гидрогеологический этаж содержит термальные минерализованные воды, находящиеся в обстановке затрудненного водообмена. В составе этажа выделяются апт-альб-сеноманский, неокомский (реже неоком-аптский в районе Салекапского, Новопортовского, Хамбате́йского месторождений) и юрский водоносные комплексы. Проницаемые отложения верхней части фундамента локально обособляются в триас-палеозойский водоносный комплекс.

Подземный сток незначительный, на больших площадях сохранились седиментационные воды. Области формирования напоров – гипсометрически приподнятые участки, примыкающие к обрамлению бассейна, находятся в зоне активного водообмена. Главное направление движения вод меловых толщ – от периферии к центру до региональных областей снятия напоров (Обская, Тазовская губы и др.), где возможны перетоки в вышележащие горизонты. Для триасово-юрской водонапорной системы латеральное движение вод в погруженной части бассейна значительно осложнено за счет тектонически ослабленных зон, существенной разнородности геологического строения и т.д., поэтому доминирующим направлением является вертикальное [12, 37-38, 174, 178, 210].

Рассматриваемая территория охватывает все гидрогеологические зоны ЗСМБ [125]: внутреннюю, внешнюю и (в меньшей степени) краевую со своими особенностями химического и газового состава, кислотно-щелочной среды, наличием или отсутствием латеральной и вертикальной гидрохимической инверсии в различных интервалах разреза.

Воды насыщены газом от азотно-метанового и метаново-азотного до метанового составов с преобладанием последнего [103].

Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс, регионально распространенный на территории мегабассейна, в районе исследований приурочен к осадкам покурской свиты и ее аналогов. На отдельных месторождениях Ямальской и Надым-Пурской НГО в интервале нижнего альба прослеживается мощная толща преимущественно глинистых пород, вследствие этого проницаемые отложения апта отнесены к нижезалегающему гидрогеологическому подразделению.

Литологически комплекс представлен сложным и неравномерным чередованием уплотненных песков, сцементированных песчаников и алевролитов с прослоями глин. Характерно отсутствие регионально выдержанных мощных глинистых пластов, вследствие чего отложения представляют собой единую геогидродинамическую систему. Однако факт

обнаружения на отдельных площадях залежей нефти и газа свидетельствует о наличии покрышек в залежах, являющихся надежным водоупором, препятствующим перетоку углеводородов в вышележащие пласты [37-38].

Суммарная мощность апт-альб-сеноманского резервуара составляет до 1000 и более метров. Подстилающим водоупором служат глины нижней части альбского яруса мощностью порядка 20-50 м.

Для водовмещающих пород характерны высокие коллекторские свойства. По данным многолетних исследований значения пористости (K_p) и проницаемости ($K_{пр}$) по данным обработки материалов ГИС составляют первые десятки % и от 1-10 до 100-1000 мД соответственно.

Пьезометрическая поверхность изучаемой толщи плавно погружается от складчатого обрамления бассейна, являющегося областью питания, к центральным районам и, далее, на север в сторону Карского моря (предполагаемая область разгрузки). Согласно региональной картине пьезометрической поверхности комплекса до начала его эксплуатации абсолютные отметки уровней на территории Надым-Тазовского междуречья уменьшаются к северу от $+40 \div +30$ м (Уренгойское, Заполярное месторождения) до $+20$ и ниже (Пякхинское, Тазовское и др.). На побережье Обской и Тазовской губ (Антипаютинское месторождение) пьезометрические уровни снижаются до нуля. Гидравлический уклон здесь достигает 0,001 [176].

Ближе к Широкому Приобью в пределах рассматриваемой территории по региональным данным абсолютные отметки пьезометрического уровня в естественных (ненарушенных эксплуатацией) условиях составляют порядка $+70 - +75$ м [249].

ААС ВК в мезозойском разрезе бассейна является наиболее водообильным. Воды высоконапорные, дебиты скважин варьируют в широких пределах, но самые распространенные величины – 100-800 м³/сут, отмечаются фонтанирующие притоки до первых сотен м³/сут.

Для описания гидрохимических условий комплекса использовано около шести тысяч двухсот кондиционных проб, отобранных из скважин различного целевого назначения многочисленных месторождений Пур-Тазовской, Надым-Пурской, Среднеобской и др. нефтегазоносных площадей (Таблица 1.3 [255, 256]).

Воды хлоридные натриевые хлоридно-кальциевого и гидрокарбонатно-натриевого типов по В.А. Сулину (с преобладание первого) с коэффициентами метаморфизации $r_{Na/rCl}$ от 0,64-0,99 до 1,00-1,52 соответственно (Рисунок 1.8). Значения минерализации колеблются в широком диапазоне: от слабосоленых (1,7 г/дм³) до соленых (26,7 г/дм³) в зависимости от территориального расположения НГО и типа вод (Рисунок 1.9). Менее минерализованный флюид отмечен в пределах границ ЯНАО, более минерализованный – ХМАО.

Величина водородного показателя (рН) – от 6,6 до 8,0, воды в основном нейтральные, реже умеренно кислые или умеренно щелочные. Плотность составляет 1,001-1,023 г/см³.

Содержание преобладающих макрокомпонентов находится в следующих концентрациях: натрия+калия – 1209,3-9825,8 мг/дм³, хлора – 1,007,7-15925,1 мг/дм³. Количество ионов кальция для хлоридно-кальциевого типа составляет 58,1-2318,6 мг/дм³, гидрокарбоната – 2,4-1464,0 мг/дм³, для гидрокарбонатно-натриевого – 20,0-266,5 мг/дм³ и 244,0-3806,4 мг/дм³ соответственно. Сульфат- и карбонат-ионы присутствуют в отдельных пробах до 129,6 и 144,0 мг/дм³ соответственно (не более 1,0 %-экв/дм³).

Из микрокомпонентов определен йод – 0,2-32,2 мг/дм³, бром – 0,3-125,7 мг/дм³, бор – 0,1-60,2 мг/дм³ и выше, фтор – 0,1-34,6 мг/дм³. Количество общего железа не превышает 56,0 мг/дм³.

**Таблица 1.3 – Средние показатели химического состава подземных вод
нижнего гидрогеологического этажа района исследований**

Кол-во проб/ скв.	pH	M, г/дм ³	Макрокомпоненты,									Микрокомпоненты,					rNa, гCl	Тип вод	ρ, г/см ³		
			мг/дм ³									мг/дм ³									
			Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	NH ₄ ⁺	SO ₄ ²⁻	Cl	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	I	Br	B	F	Fe						
АПТ-АЛЬБ-СЕНОМАНСКИЙ ВОДОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС																					
Пур-Тазовская НГО																					
176 52	7,3	13,7	4818,4	366,6	64,4	17,4 163 опр.	31,2	8067,4	320,3	12,2	12,3 59 опр.	66,1 64 опр.	11,2 38 опр.	1,2 19 опр.	14,1 10 опр.	0,85	ЖК, ХМ	1,010			
19 9	7,8	9,7	3380,3	98,2	34,5	15,6 9 опр.	12	4775,9	1362,3	13,3	16,6 18 опр.	29,8 14 опр.	2,2 10 опр.	3,6 2 опр.	0,6	1,15	ГКН	1,005			
Надым-Пурская НГО																					
209 69	6,7	18,6	6346,6	503,9	103,4	21,2 33 опр.	26,4	10803,3	245,3	12	17,6 58 опр.	54,0 57 опр.	22,5 33 опр.	0,5	15,5 145 опр.	0,82	ЖК	1,012			
Среднеобская НГО																					
5469 574	7,0	20,5	6889,3	531,8	127,0	29,8 66 опр	64,8	11607,0	246,2	24,4	13,1 31 опр.	51,1 70 опр.	30,5 61 опр.	17,5 3 опр.	0,1	0,87	ЖК	1,012			
Гыданская НГО																					
11 6	7,4	15,9	4009,4	280,6	53,9	12,1 10 опр.	12	6782,3	219,6	6,1	9,2 8 опр.	79,9 9 опр.	8,2 8 опр.	2,4 10 опр.	2,2 4 опр.	0,94	ЖК	1,010			
4 3	8,3	8,2	2364,6	43,1	10,8	8,4 4 опр.	12	3581,5	738,0	13,3	6,1	14,9 3 опр.	2,6	1,6		1,26	ГКН	1,003			
Ямальская НГО																					
14 6	7,1	10,1	3740,0	77,5	20,9	21,5	4,5	5596,6	560,1	72	4,1 11 опр.	33,1 11 опр.	4,2 9 опр.	1,4 11 опр.	16,0 5 опр.	1,09	ГКН	1,004			
Енисей-Хатангская НГО																					
2 2		10,4	3549,6	158,3	45,0		96	4815,5	1708,0	н/обн	4,0	17,5	2,8			1,12	ГКН				
Васюганская НГО																					
289 40	7,0	11,0	3148,2	664,3	111,8	119,9	31,2 21 опр.	5289,3	276,8	27,4	2,9 34 опр.	25,4 32 опр.	5,8 24 опр.	4,7 25 опр.	2,0 15 опр.	0,84	ЖК, ХМ	1,010			
Фроловская НГО																					
1	7,1	19,4	6961,3	336,7	116,7	12,6	н/обн	11698,3	30,5	н/обн	28,0	51,6	47,2		5,2	0,92	ЖК	1,013			
НЕОКОМ-АПТСКИЙ ВОДОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС																					
Надым-Пурская НГО																					
4 1	7,0	9,6	3119,7	589,2	17,0	9,0 4 опр.	9,6	5744,5	250,1	н/обн	5,9 4 опр.	22,7 4 опр.	3,6 4 опр.	0,6 4 опр.		0,83	ЖК	1,004			
Ямальская НГО																					
63 38	7,7	8,3	2937,9	26,6	21,7	10,5 51 опр.	99	3492,4	1574,2	312	13,1 53 опр.	21,4 54 опр.	23,0 51 опр.	3,2 51 опр.	4,6	1,49	ГКН	1,008			
НЕОКОМСКИЙ ВОДОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС																					
Гыданская НГО																					
4 2	8,3	5,4	1809,3	53,1	8,5	6,3	16,8	1881,2	1595,2	36,6	5,7	9,1 3 опр.	2,9	1,8		1,52	ГКН	1,002			
Пур-Тазовская НГО																					
77 40	7,2	14,5	4487,7	952,5	51,7	12,9 75 опр.	28,8	8633,4	890,6	6,1	8,5 71 опр.	45,3 74 опр.	10,5 57 опр.	2,6 47 опр.	10,0 4 опр.	0,81	ЖК	1,010			
11 8	7,4	6,1	2092,4	107,9	15,4	10,6 8 опр.	н/обн	3015,2	773,8	н/обн	7,3 6 опр.	26,2 7 опр.	5,1 7 опр.	2,1 6 опр.		1,09	ГКН	1,010			
Надым-Пурская НГО																					
63 38	6,9	17,5	5568,4	1109,7	15,0	20,2 55 опр.	16,8	10412,4	385,9	н/обн	10,2 52 опр.	54,5 53 опр.	13,6 48 опр.	7,9 51 опр.		0,81	ЖК	1,014			
45 35	7,3	8,0	2758,1	113,7	10,8	16,6	16,8	3520,4	1545,5	24,4	10,2	34,5	9,2	7,6	24,5 10 опр.	1,50	ГКН	1,006			
Среднеобская НГО																					
5357 3240	7,0	21,6	7339,9	999,4	73,4	26,4 740 опр.	98,4	12861,9	395,1	24,4	28,9 796 опр.	48,0 800 опр.	21,0 357 опр.	20,6 319 опр.	29,1 308 опр.	0,85	ЖК	1,013			
59 40	7,5	19,6	7204,2	278,2	43,6	32,1 40 опр.	15	10820,0	1485,9	н/обн	6,1 46 опр.	26,3 46 опр.	10,2 30 опр.	1,2 27 опр.	20,3	1,03	ГКН	1,013			
Васюганская НГО																					
65 49	7,0	18,9	5877,0	1307,2	131,3	24,9 42 опр.	108	11376,6	238,8	18,3	10,0 15 опр.	44,6 15 опр.	9,8 15 опр.	3,4 15 опр.		0,81	ЖК	1,014			
ЮРСКИЙ ВОДОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС																					
Пур-Тазовская НГО																					
56 38	7,1	30,6	10639,0	1024,6	82,1	45,8	76,8	18209,5	470,1	91,5	8,0 49 опр.	65,2 49 опр.	10,1 50 опр.	5,2 38 опр.		0,85	ЖК	1,041			
4 3	7,5	12,2	4251,6	205,7	25,1	11,4	16,3	6021,1	1626,7	н/обн	4,3	27,3	5,3 2 опр.	3,2 3 опр.		1,16	ГКН	1,013			
Надым-Пурская НГО																					
30 24	7,2	36,2	12615,4	1181,1	141,5	66,1	16,3	21587,2	735,1	42,2	16,6	51,3 29 опр.	7,1 16 опр.	10,5 27 опр.		0,89	ЖК	1,020			
2 2	7,0	16,4	5915,3	144,3	26,8	14,4	60	8297,6	1903,2	н/обн	2,3	27,0	3,6	2,3		1,90	ГКН	1,012			
Среднеобская НГО																					
920 658	7,0	30,4	10867,4	760,8	125,2	47,4	439,2	17900,1	692,3	30	8,5 133 опр.	73,4 133 опр.	8,5 115 опр.	30,9 86 опр.	47,3 126 опр.	0,86	ЖК, ХМ	1,023			
62 56	7,2	23,4	8618,9	254,2	42,6	56,9	57,6	12987,5	1509,8	54,9	8,7 27 опр.	45,7 28 опр.	8,8 14 опр.	6,6 15 опр.	17,6 24 опр.	1,07	ГКН	1,017			
Ямальская НГО																					
42 33	8,1	9,2	3193,0	19,7	41,8	9,4	61,5	3755,0	2134,8	90	14,7 34 опр.	26,3 34 опр.	28,5 33 опр.	3,2 39 опр.		1,54	ГКН	1,006			

Примечание: ЖК - хлоридно-кальциевый, ХМ - хлоридно-магнийсый, ГКН - гидрокарбонатно-натриевый типы вод по В.А. Сулину.

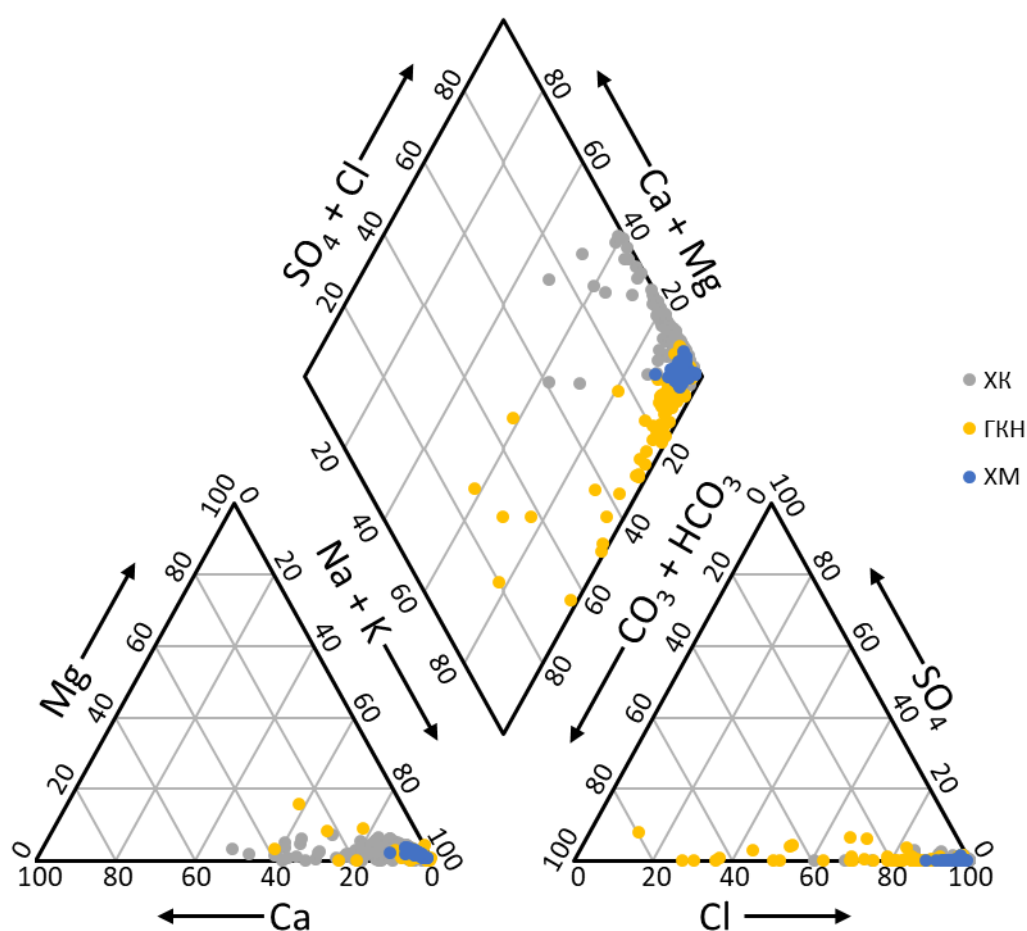
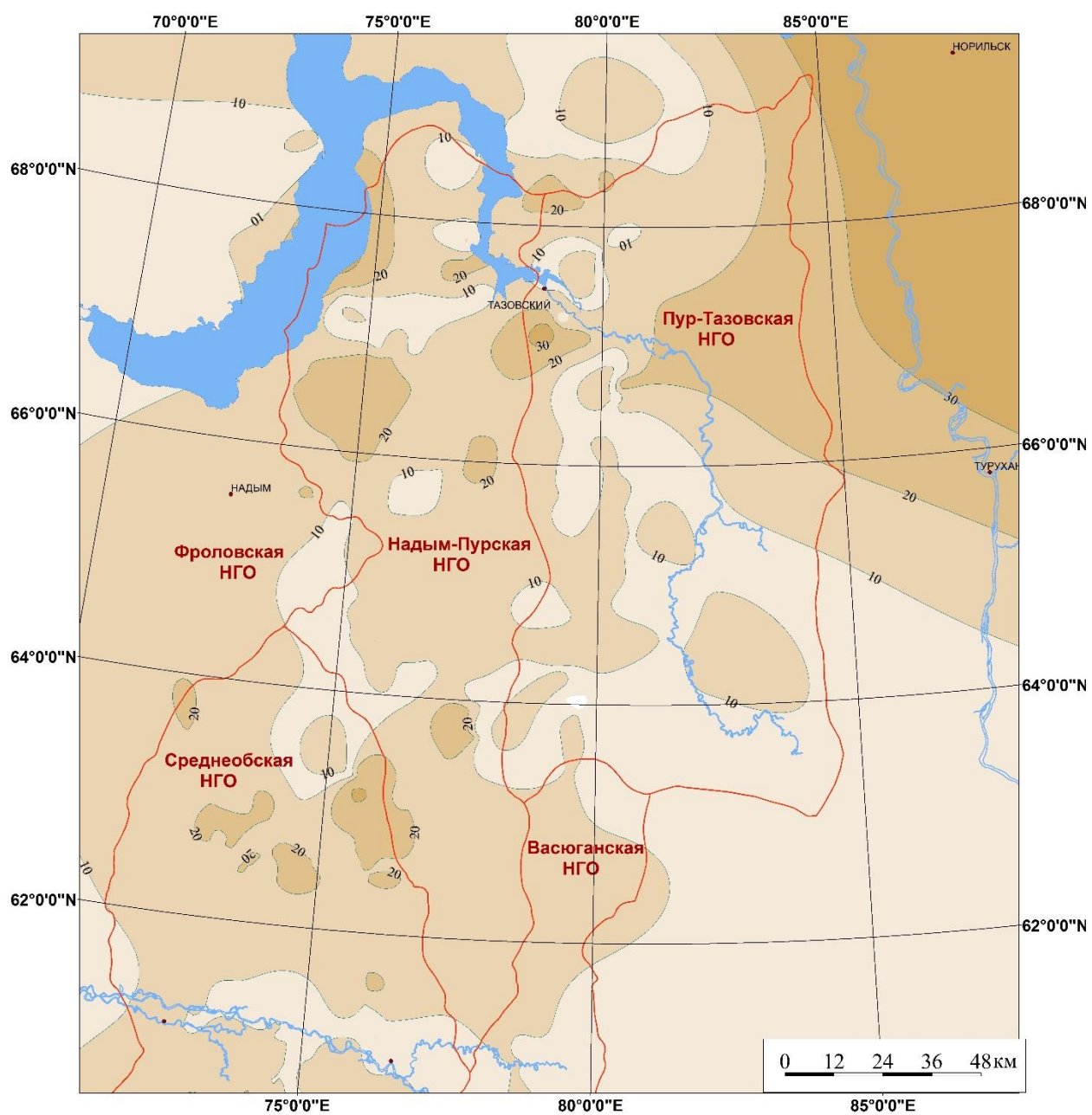


Рисунок 1.8 – Диаграмма Пайпера состава подземных вод апт-альб-сеноманского ВК

Газонасыщенность вод по региональным данным на большей части изучаемой территории носит неупорядоченный характер и находится в диапазоне $1,0-2,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$ [103].

Температура флюида колеблется от $14-16^\circ\text{C}$ в кровле комплекса на месторождениях со сплошным распространением ММП до $50-60^\circ\text{C}$ в подошве подразделения в южной части исследуемого района (ХМАО).



Условные обозначения:

- — — — — - изоминеры, г/дм³;
 — — — — — - границы НГО.

Значение минерализации, г/дм³

	<10
	10-20
	20-30
	>30

Рисунок 1.9 – Схематическая карта минерализации подземных вод ААС ВК

Неокомский водоносный комплекс охватывает отложения нижнего мела в интервале верхней части валанжинского, готеривского, барремского и нижней части аптского ярусов. На Новопортовском, Хамбате́йском (Ямальская НГО) и Салека́птском (Надым-Пурская НГО) месторождениях выделяется неоком-аптский ВК, из-за особенностей литологического строения полностью включающий аптский ярус нижнего мела.

Водовмещающая толща представлена сложным и частым чередованием песчаников, алевролитов и глин общей мощностью до 1500-1800 м. Регионально выдержанные мощные водоупоры внутри комплекса не прослеживаются, что позволяет считать его единой гидродинамической системой. Подстилающим водоупором практически повсеместно служат глинистые породы нижней части валанжинского яруса (около 100 м), в редких случаях замещаемые песчаными прослоями, часто продуктивными на углеводороды.

Коллекторские свойства пород в основном в интервале нефте- и газоносных отложений следующие: открытая пористость – 15,0-25,0%, проницаемость – от единиц до первых сотен мД.

Водообильность комплекса описана по данным испытания большого количества поисково-разведочных скважин. Дебиты непереливающего притока редко превышают десятки м³/сут при среднединамическом уровне до 1000 и более метров.

При анализе гидрохимической обстановки водоносных горизонтов использованы данные анализа более пяти тысяч четырехсот кондиционных проб, отобранных из скважин различного целевого назначения в процессе бурения, эксплуатации и проведения режимных наблюдений (Таблица 1.3).

Воды принадлежат к хлоридно-кальциевому, реже хлоридно-магниевому ($r_{Na/rCl}=0,63-0,99$) и гидрокарбонатно-натриевому ($r_{Na/rCl}=1,00-2,02$) типам по Сулину В.А. (Рисунок 1.10) с минерализацией 4,6-35,4 и 1,3-24,4 г/дм³ соответственно (Рисунок 1.11).

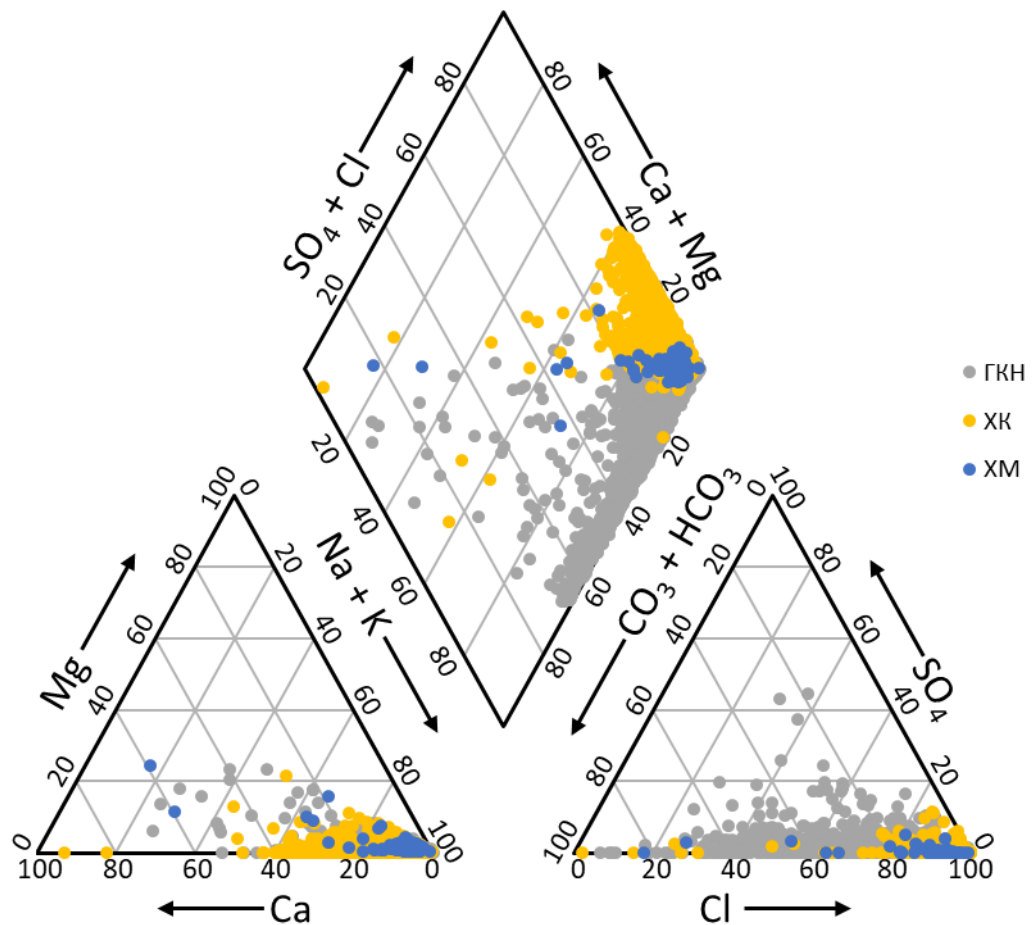
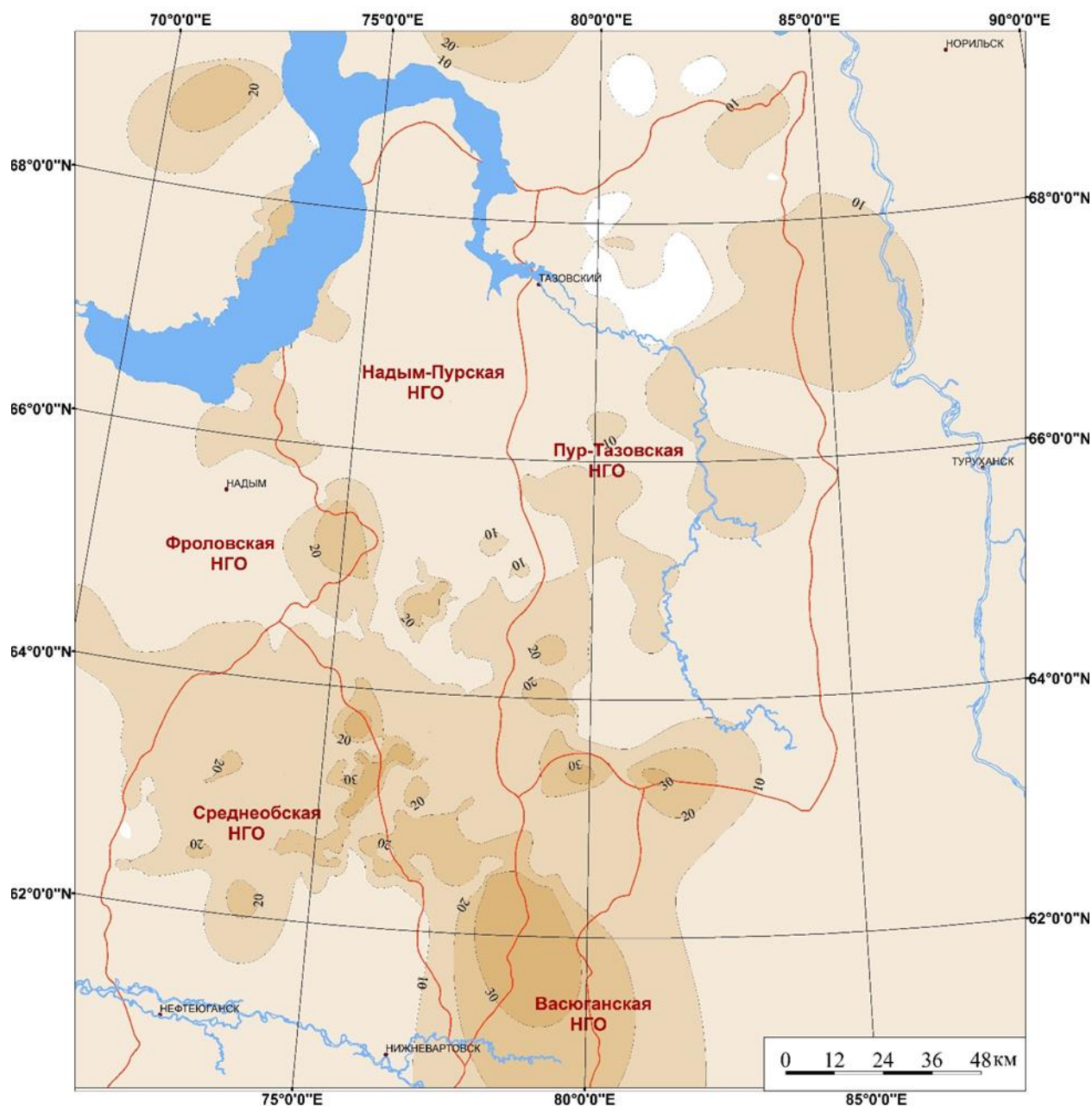


Рисунок 1.10 – Диаграмма Пайпера состава подземных вод неокомского ВК

В целом по комплексу кислотно-щелочная среда вод около нейтральная ($\text{pH}=5,4-8,7$), плотность равна $1,001-1,025 \text{ г/см}^3$.

Содержания основных ионов солевого раствора в районе работ имеют следующие значения: натрия+калия – $452,9-12106,47 \text{ мг/дм}^3$, хлора – $546,1-21630,6 \text{ мг/дм}^3$; кальция – $68,3-2839,7 \text{ мг/дм}^3$ (хлоридно-кальциевый тип вод) и $4,0-410,8 \text{ мг/дм}^3$ (гидрокарбонатно-натриевый тип вод); гидрокарбоната – $12,2-1464,0 \text{ мг/дм}^3$ и $244,0-4886,1 \text{ мг/дм}^3$ соответственно. В отдельных пробах обнаружены сульфат-ионы – до $216,0 \text{ мг/дм}^3$ и карбонат-ионы – до $624,0 \text{ мг/дм}^3$.

В микрокомпонентном составе определен йод ($0,4-57,4 \text{ мг/дм}^3$), бром ($2,0-99,0 \text{ мг/дм}^3$), бор ($0,1-46,0 \text{ мг/дм}^3$), фтор ($0,1-40,9 \text{ мг/дм}^3$). Содержание железа общего не превышает $58,0 \text{ мг/дм}^3$.



Условные обозначения:

- — — — — - изогинеры, г/дм³;
 ————— - границы НГО.

Значение минерализации, г/дм³

	<10
	10-20
	20-30
	>30

Рисунок 1.11 – Схематическая карта минерализации подземных вод неокомского водоносного комплекса

Газонасыщенность пластовых вод комплекса по региональным данным составляет 1,2-3,5 м³/м³ [103]. Температура увеличивается с глубиной от 45 до 75°C.

Юрский водоносный комплекс объединяет водоносные горизонты, развитые в отложениях юры, терригенных осадках триасового возраста и верхней части образований палеозоя (на отдельных месторождениях выделяется как триас-палеозойский ВК). Юрская часть разреза представлена сложным и неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и глин. Верхнеюрские водоносные горизонты часто отделены от среднеюрских глинистыми отложениями около 20-40 м. Вскрытая мощность подразделения в целом в рассматриваемом районе составляет 2500-4500 м.

В региональном плане комплекс представляет собой единый, сложнопостроенный резервуар, сравнительно слабопроницаемый как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях. Пористость песчаников не превышает 15-20 %, проницаемость низкая, измеряемая в основном единицами мД. В интервале пластов продуктивных на углеводороды отложений данный параметр возрастает до первых десятков мД.

Водообильность обычно слабая. Дебиты скважин (притоки часто с ФБР) изменяются от долей до первых единиц, реже первых десятков м³/сут при понижении до 1000 и более метров. В единичных случаях получены переливы пластовой воды и фонтанирующие притоки.

Гидрохимическая характеристика комплекса изучена в основном в интервалах верхней и средней юры. Пластовые воды представлены аналитическими данными более тысячи двухсот кондиционных проб из разведочных и эксплуатационных скважин (Таблица 1.3).

По классификации Сулина В.А. воды в большинстве определений относятся к хлоридно-кальциевому (хлоридно-магниевому) типу с коэффициентом метаморфизации r_{Na}/r_{Cl} 0,73-0,99. Гидрокарбонатно-натриевый тип (r_{Na}/r_{Cl} 1,00-2,01) отмечен в девятиста пяти скважинах

(Рисунок 1.12). Диаграмма Пайпера по химическому составу палеозойских вод представлена на рисунке 1.13.

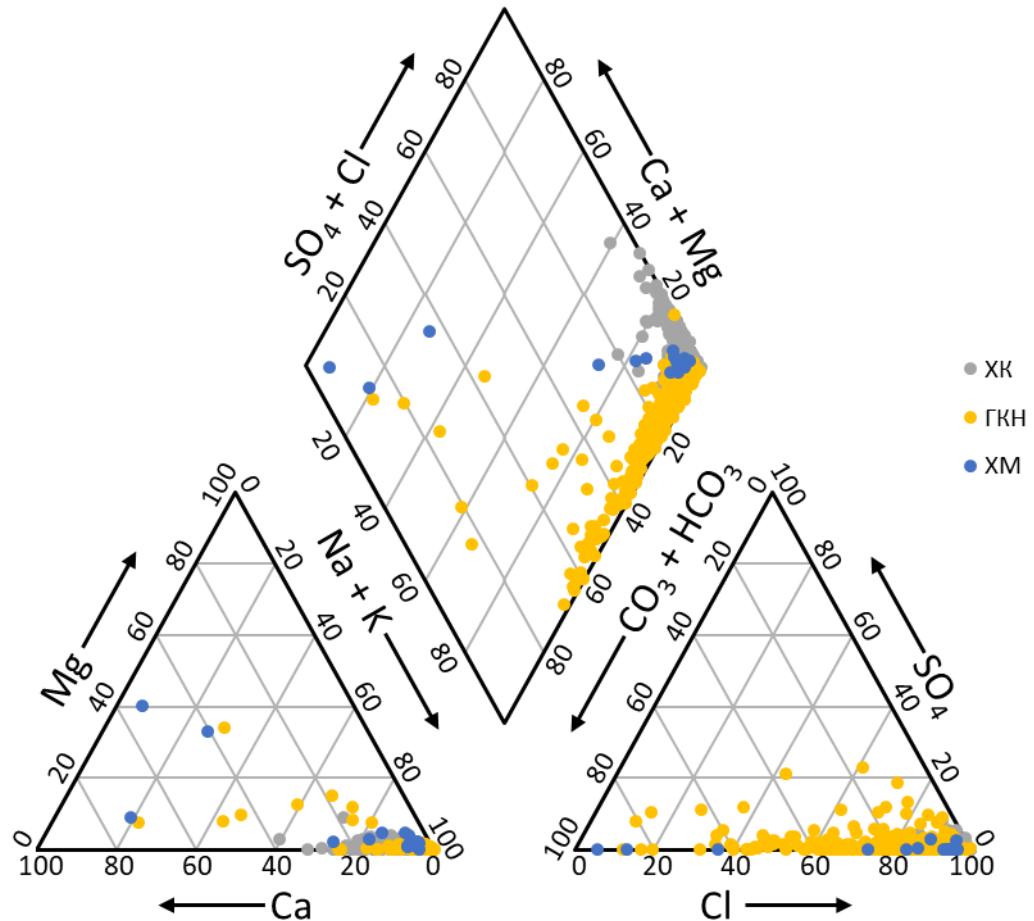


Рисунок 1.12 – Диаграмма Пайпера состава подземных вод юрского ВК

Величина минерализации подземных вод находится в широком диапазоне значений – 4,2-35,1 г/дм³, воды от солоноватых до слабых рассолов (Рисунок 1.14).

Среди ионов пластового раствора преобладают натрий+калий – 1172,5-19152,8 мг/дм³ и хлор – 1596,0-33332,4 мг/дм³. Концентрация ионов кальция для доминирующего типа изменяется от 120,2 до 3250,5 мг/дм³, магния – от н/обн до 547,2 мг/дм³, гидрокарбоната – от 61,0 до 1738,5 мг/дм³. Содержание сульфат- и карбонат-ионов достигает 878,4 мг/дм³ и 183,0 мг/дм³.

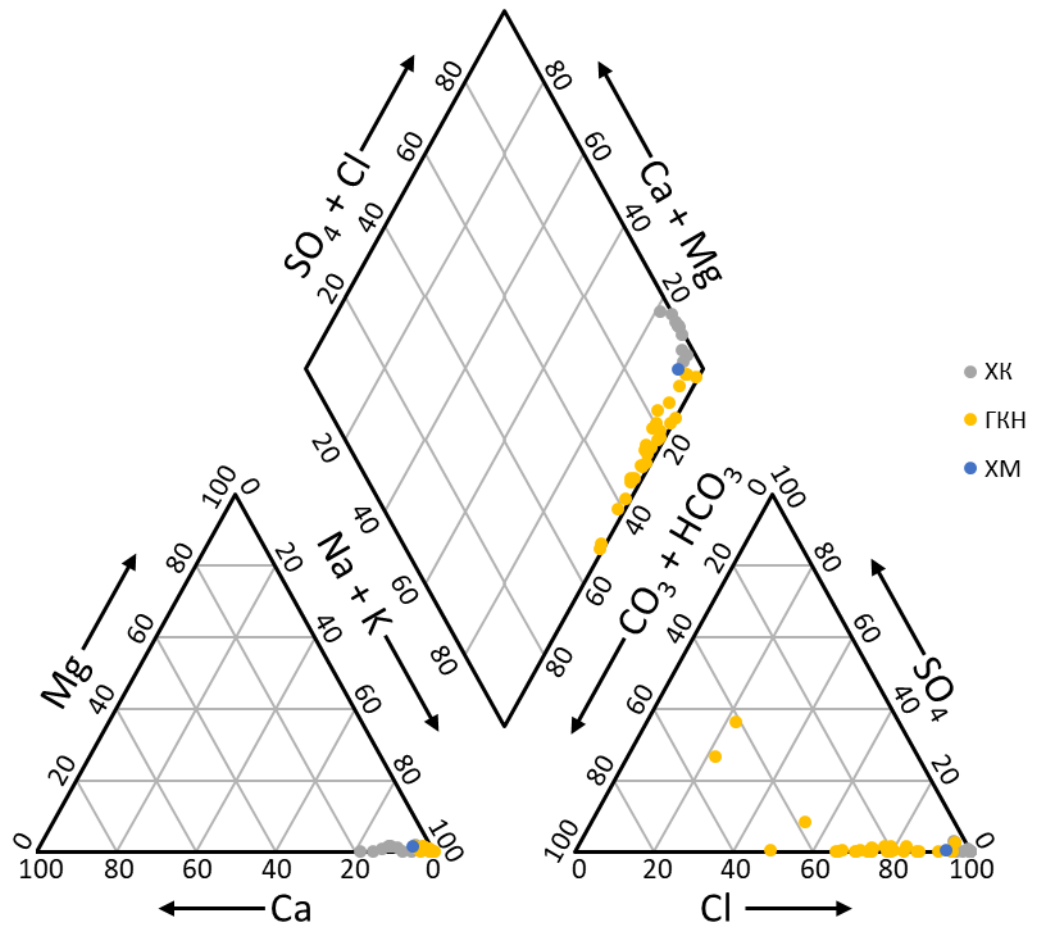
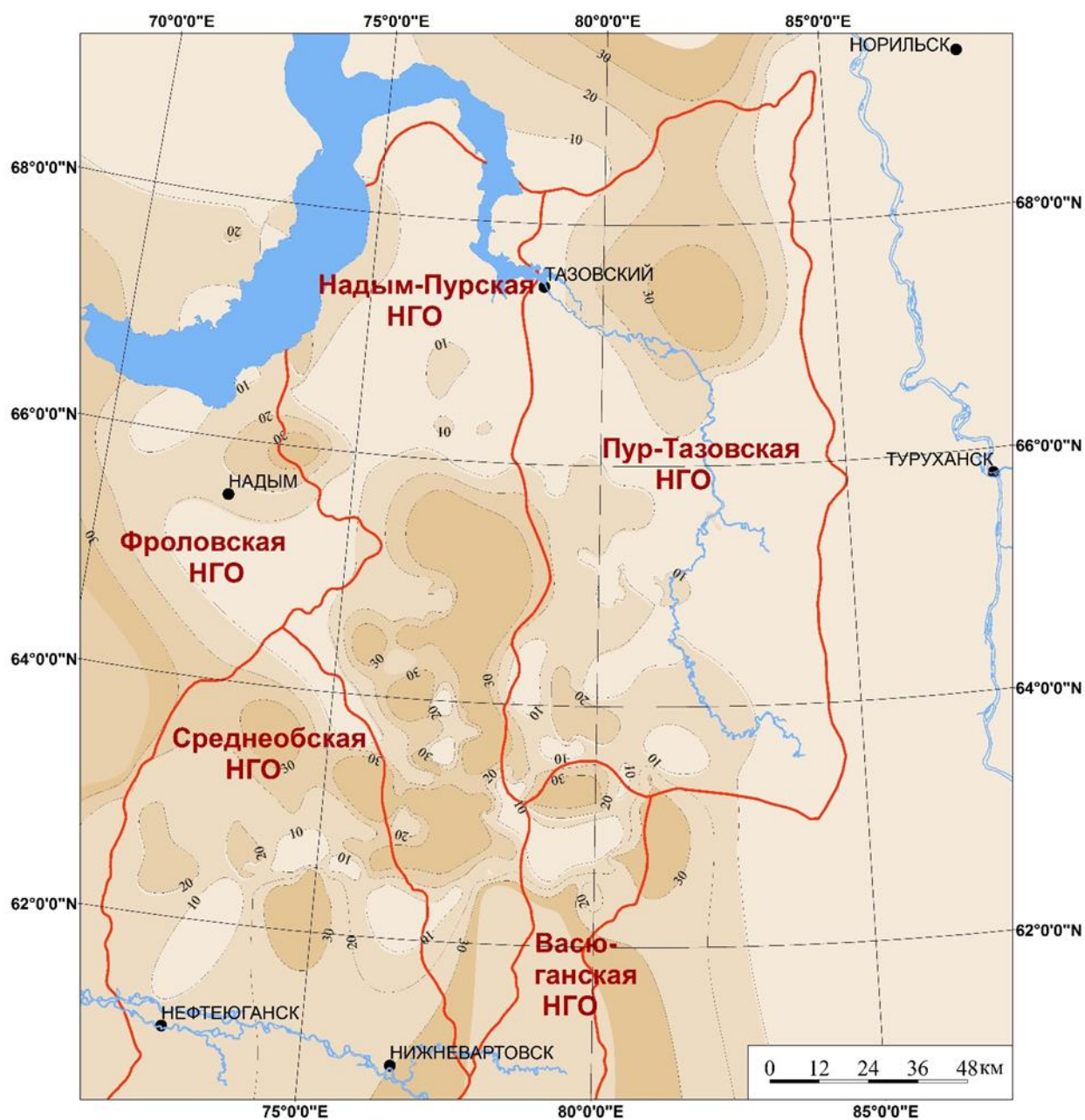


Рисунок 1.13 – Диаграмма Пайпера состава подземных вод палеозойского ВК

Микрокомпоненты определены в количестве: йод – 0,4-32,2 мг/дм³; бром – 3,6-116,5 мг/дм³; бор – 0,1-64,2 мг/дм³, фтор – 0,1-67,1 мг/дм³, железо общее – 0,2-94,4 мг/дм³.

Газонасыщенность по региональным данным составляет 1,5-4,6 м³/м³. Пластовые температуры при испытании разведочных скважин изменялись от 60 до 80°C, в отложениях ДЮК на глубинах более 3000 м – до 100°C.



Условные обозначения:

- - изоминеры, г/дм³;
 — - границы НГО.

Значение минерализации, г/дм³

	<10
	10-20
	20-30
	>30

Рисунок 1.14 – Схематическая карта минерализации подземных вод юрского водоносного комплекса

1.4. Температурный режим

В пределах рассматриваемого района для изучения температурного режима недр и распределения температур по разрезу обобщены данные точечных замеров, полученные при испытании скважин. На основе полученных материалов построен график, характеризующий изменение температуры с глубиной (Рисунок 1.15).

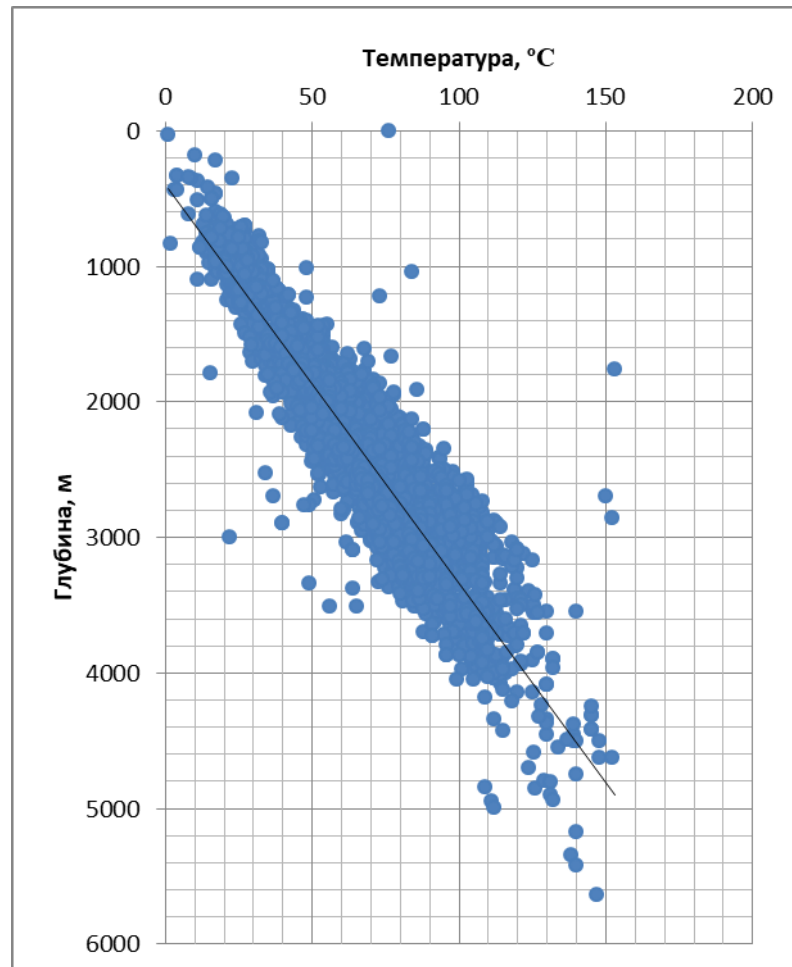


Рисунок 1.15 – График изменения температуры с глубиной на территории Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО (по данным точечных замеров)

Карта теплового потока недр на исследуемой территории представлена на рисунке 1.16. Температура пластовых вод апт-альб-сеноманского комплекса изменяется от 14-17 °C на кровле до 40-42 °C в подошве. Температура пластовых вод в неокомского комплекса составляет 42-78 °C.

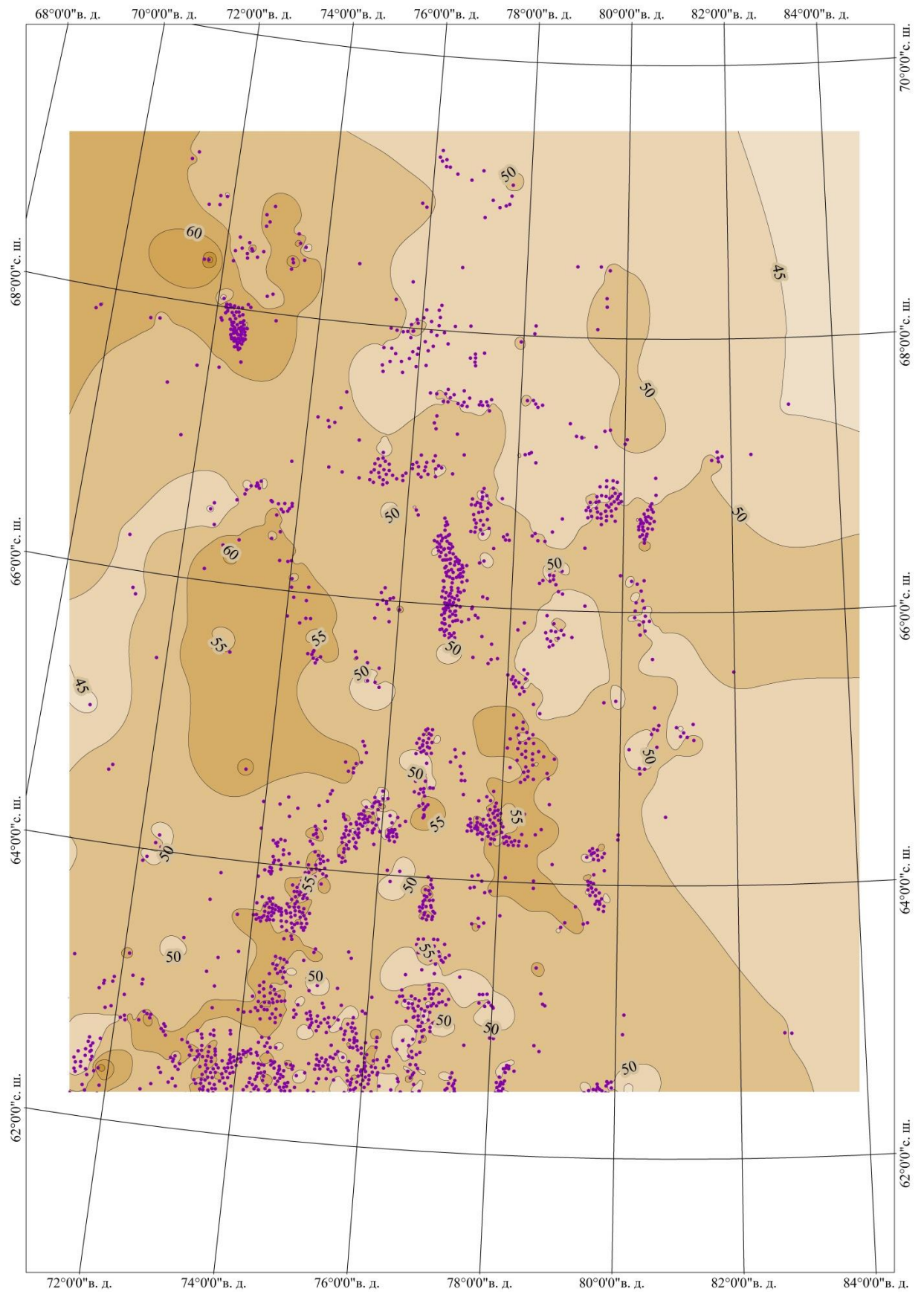


Рисунок 1.16 – Карта распределения теплового потока недр

Пластовые температуры при испытании разведочных скважин юрского комплекса изменяются от 70 до 120 °С.

Расчет пластовых температур по поисковым и разведочным скважинам выполнялся с применением метода вычисления естественного теплового потока, предложенного А.Р. Курчиковым [108]. Данный метод заключается в использовании достоверных замеров температур для расчета глубинного теплового потока и последующего расчета распределения температур по разрезу. Для расчета величины теплового потока в скважине требуется хотя бы один замер температуры в ней, а также информация по рядом расположенным опорным скважинам. Под опорной понимается скважина, в которой известны величина теплового потока и температура на глубине нейтрального слоя (500 метров).

По изучаемой территории расчет температур выполнялся по кровле отражающего горизонта С, по подошве отражающего горизонта М, по кровле горизонта Б в зависимости от абсолютных отметок кровли рассчитываемой поверхности. При картопостроениях использовались скважины, по которым удалось провести расчет на требуемых глубинах.

Согласно картопостроениям, снижение температуры пород апт-альб-сеноманского ВК (Рисунки 1.17-1.18) происходит в восточном направлении. По кровле отражающего горизонта Б данные достаточно скудные (отсутствуют замеры температур ниже 2500 м) и сосредоточены, в основном, в северных районах ХМАО. Пластовые температуры в интервале неокомского и юрского ВК (Рисунки 1.19-1.20), также отражают тенденцию снижения в восточном направлении.

1.5. Выводы по главе

В разделе описана история изучения глубоких подземных вод Западно-Сибирского мегабассейна, тесно связанная с эпохой открытий и освоения месторождений углеводородов, в том числе и северных регионов.

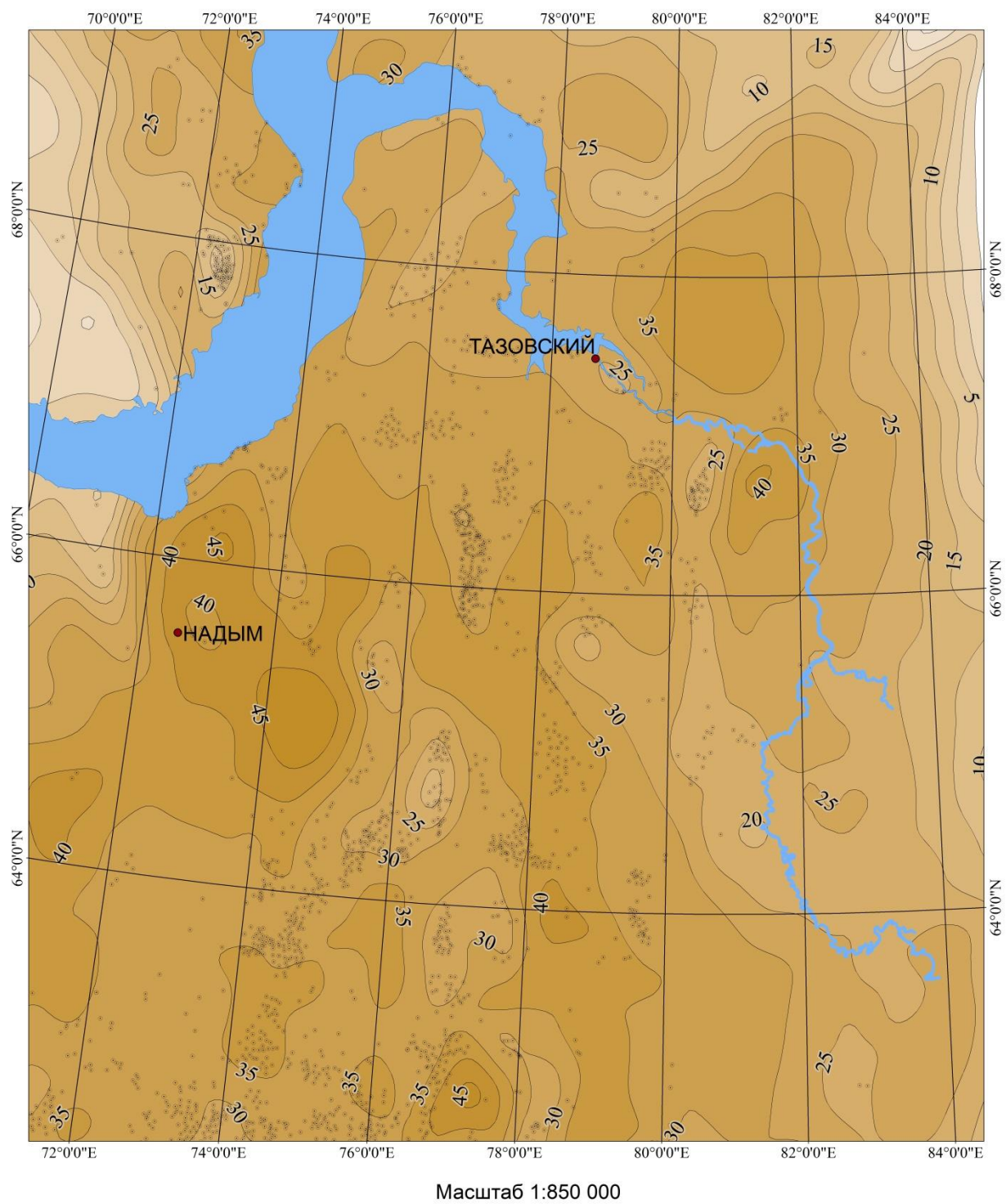


Рисунок 1.17 – Карта распределения пластовых температур в кровле
ААС ВК



Рисунок 1.18 – Карта распределения пластовых температур в подошве ААС
ВК

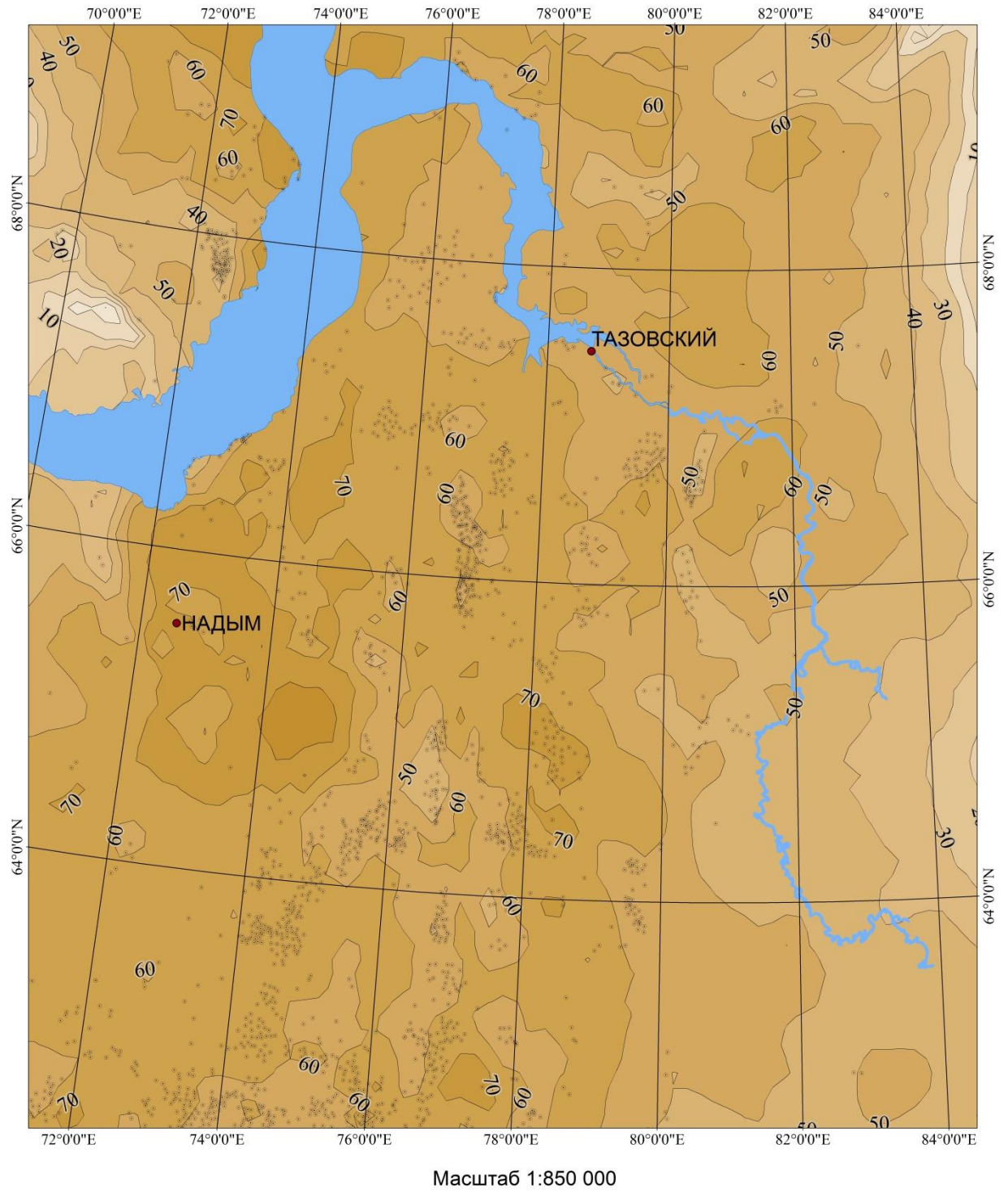


Рисунок 1.19 – Карта распределения пластовых температур неокомского ВК

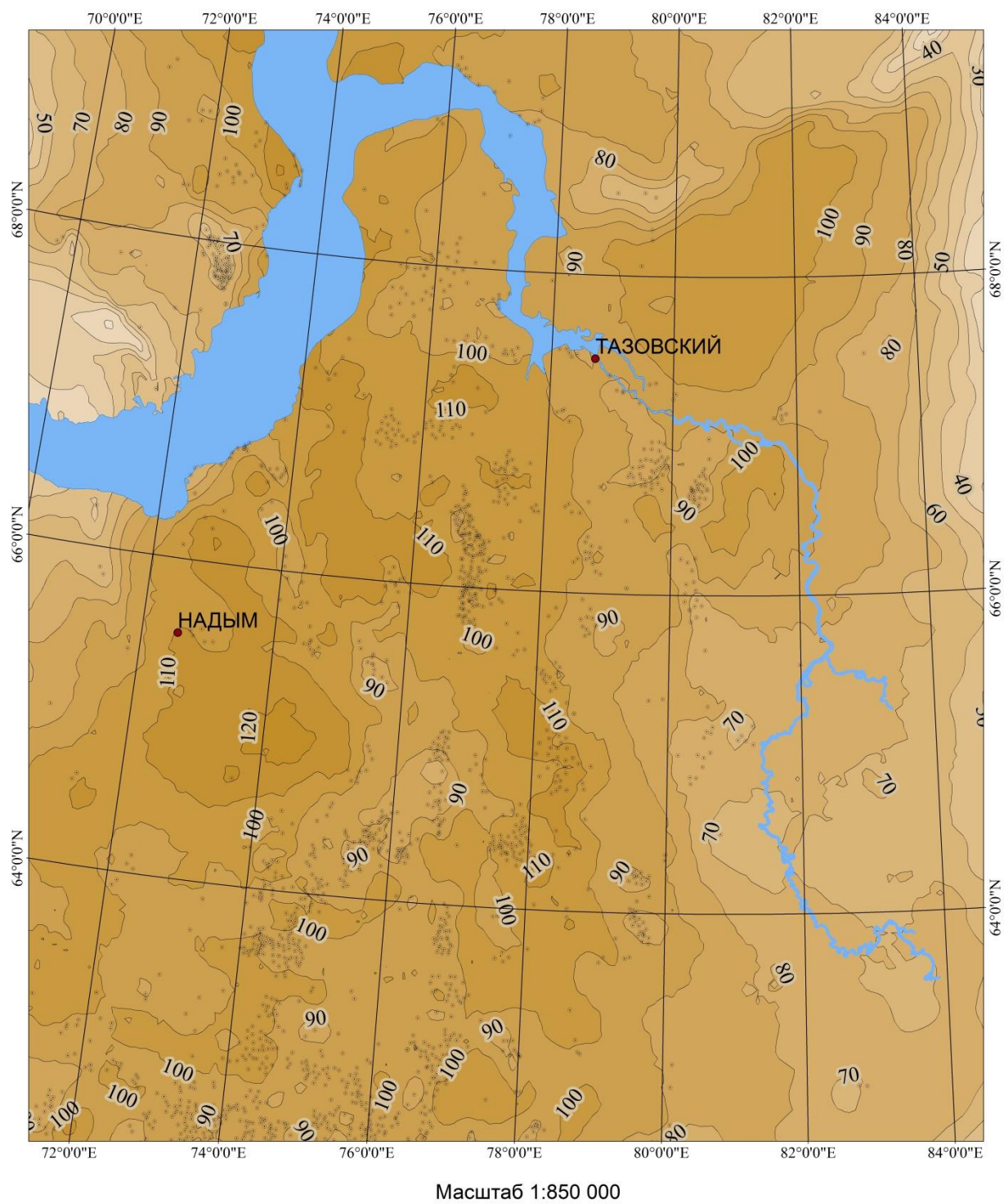


Рисунок 1.20 – Карта распределения пластовых температур юрского ВК

При описании геологического разреза района Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО и прилегающих территорий использованы материалы Легенды Западно-Сибирской серии (2010-2020 гг.), региональные стратиграфические схемы материалы картировочного, нефтегазопоискового и разведочного бурения.

В региональном отношении изучаемый район в соответствии с «Тектонической картой мезозойско-кайнозойских отложений ортоплатформенного чехла...» (под ред. И.И. Нестерова, 1990 г.), приурочен к Западно-Сибирской геосинеклизе, а именно к зоне сочленения всех трех входящих в ее состав субрегиональных структур: Ямало-Тазовской мегасинеклизы (В), занимающей большую часть описываемой территории (северную, западную и центральную), Внешнему поясу (А), протянувшемуся вдоль восточной границы, и Центральной мегатеррасе (Б) в виде двух участков в южной части.

Рассматриваемые в работе Надым-Пурская и Пур-Тазовская НГО расположены в северо-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Промышленная газо- и нефтеносность Западно-Сибирской мегапровинции установлена в широком стратиграфическом диапазоне – от сенона до низов юры и нефтегазоносной зоны контакта. Центр провинции нефтеносен, север и периферийные зоны преимущественно газоносны.

Гидрогеологические условия рассматриваемого района исследований определяются его принадлежностью к северо-восточной части Западно-Сибирского сложного артезианского мегабассейна. Согласно общей гидрогеологической карте территории РФ (ВСЕГИНГЕО, 2008 г.) территория находится в пределах Тазовско-Пурского мегабассейна и Иртыш-Обского артезианского бассейна (структуры II порядка).

Рассматриваемые в работе подземные воды мезозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна являются термальными минерализованными, находятся в обстановке затрудненного водообмена. В составе выделяются (сверху вниз) апт-альб-сеноманский, неомский (реже

неоком-аптский) и юрский водоносные комплексы, для характеристики которых использован фактический материал по гидрогеохимическому опробованию разведочных и водозаборных скважин (более 13000 проб).

Согласно картопостроениям, снижение температуры пород апт-альб-сеноманского ВК происходит в восточном направлении. По кровле отражающего горизонта Б данные достаточно скудные (отсутствуют замеры температур ниже 2500 м) и сосредоточены, в основном, в северных районах ХМАО. Пластовые температуры в интервале неокомского и юрского ВК, также отражают тенденцию снижения в восточном направлении.

2. ХАРАКТЕР ТЕХНОГЕННОЙ НАГРУЗКИ НА ВОДОНОСНЫЕ ГОРИЗОНТЫ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

2.1. Основные задачи гидрогеохимического мониторинга при разработке месторождений углеводородов

Исследования водоносных горизонтов, содержащих залежи углеводородов, в различных регионах мира часто свидетельствуют о существенных изменениях гидрогеохимических условий, связанных с превышением предельно допустимых концентраций различного рода загрязняющих веществ (Yang D. and al., 2021; Nelson R. and al., 2020; Hildenbrand Z. and al., 2016; Wang J., 2022; Rafik, A. and al., 2021). Для предупреждения и защиты подземной гидросферы при эксплуатации месторождений углеводородов многие исследователи призывают к разработке новых методов контроля (Kresse T. and al., 2014; Wen T. and al., 2019; Everett R. and al., 2020 Davis T. and al., 2018, Ganiyu, S.A. and al., 2023), основанных на комплексном подходе к наблюдениям и полной оценке всех возможных рисков в реальном времени (Broers, N.R. and al., 2004; Stephens M. and al., 2021; Wright M. and al., 2019).

Актуальность вопросов контроля и сохранения подземной гидросферы неуклонно возрастает и в Западной Сибири [15, 46, 61, 62, 166]. Процессы заводнения нефтяных месторождений с целью поддержания пластового давления, размещение в недрах излишков попутно добываемых, сточных и технических флюидов, отбор значительных объемов вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса, а также длительный период ведения промысловых работ (десятки лет), повлекли за собой масштабные перераспределения флюидов в регионе. Многолетнее техногенное воздействие на водоносные горизонты определяет значимость изучения результатов режимных гидрогеохимических наблюдений.

В рамках современных представлений (Абукова Л.А. и др., 2015; Муляк В.В., 2008) мониторинг должен включать часть, учитывающую

конкретные геолого-гидрогеологические условия месторождений УВ. Это касается, например, идентификации генетической принадлежности вод, поступающих на забой эксплуатационных скважин, прогноза направлений продвижения фронта пластовых вод, определения качества водоизоляционных работ, времени выхода скважин на нормальный режим после их капитальных ремонтов.

Важнейшим условием работы предприятий нефтегазовой промышленности является соблюдение экологической безопасности. На нефтегазодобывающих объектах Надым-Пур-Тазовского региона широко применяется закачка производственных и хозяйственно-бытовых стоков в недра. Размещение производственных и хозяйственно-бытовых вод в недра возможна лишь при благоприятном сочетании ряда гидрогеологических и геологических факторов:

- надежная изолированность эксплуатируемого комплекса, предотвращающая переток флюида в ниже- и вышележащие горизонты;
- высокие фильтрационно-емкостные показатели пластов-коллекторов, способные обеспечить прием запланированных объемов закачиваемых вод на весь период эксплуатации системы размещения;
- отсутствие пресных вод хозяйственно-питьевого назначения и бальнеологических вод, т.е. закачка возможна лишь в водоносные горизонты, не пригодные для практического использования;
- совместимость составов пластовых и закачиваемых вод, исключающая возможность образования нерастворимых осадков, негативно влияющих на приемистость скважин;
- залегание на приемлемых в технико-экономическом отношении глубинах, позволяющих минимизировать затраты на строительство и эксплуатацию участка закачки;
- отсутствие негативного воздействия на углеводородные залежи, приуроченные к поглощающему горизонту.

На нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири в соответствии с действующим законодательством (Приказ МПР РФ от 21.05.2001 № 433) осуществляется мониторинг недр, включающий наблюдения за подземными водами.

Мониторинг подземных вод представляет собой систему регулярных наблюдений за подземными водами в границах влияния эксплуатации водозаборных скважин, контроль за изменением гидрохимической обстановки на участках потенциального загрязнения, регистрацию наблюдаемых показателей и прогнозирование возможного изменения подземных вод под воздействием техногенных факторов.

При использовании подземных вод для поддержания пластового давления в нефтяных залежах проводятся режимные наблюдения и контроль качества этих вод на водозаборе.

Методика ведения режимных наблюдений разработана в соответствии с Приказом министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 14 июня 2016 г. N 356 «Об утверждении правил разработки месторождений углеводородного сырья», Приказом министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации №639 от 20 сентября 2019 «Об утверждении правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья», «Методическими рекомендациями по организации и ведению мониторинга подземных вод на мелких групповых водозаборах и одиночных эксплуатационных скважинах» и «Методическими рекомендациями по гидрогеологическому изучению глубоких горизонтов при разведке месторождений нефти и газа».

Наблюдаемыми показателями являются: величина водоотбора, уровень, давление устьевое, химический состав, физические свойства воды и микробиологические показатели (Таблица 2.1).

Мониторинг геологической среды осуществляется на основе существующих нормативно-правовых документов:

- Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 г. № 2395-1-ФЗ;

– Водный кодекс Российской Федерации от 3 июня 2006 г. N 74-ФЗ;

Таблица 2.1 – Типовой регламент режимных наблюдений на водозаборе

Наблюдения за гидродинамическими характеристиками	Контроль среднесуточного объема закачиваемой жидкости по каждой нагнетательной скважине	1 раз в неделю
	Замер давления на устье (на буфере) и в межтрубном пространстве нагнетательных скважин для получения данных по динамике их изменений при включении и выключении насоса	1 раз в неделю
	Замеры уровня и температуры подземных вод в скважинах, оборудованных на апт-альб-сеноманский водоносный комплекс	1 раз в неделю
	Исследования нагнетательных скважин на приемистость методом установившихся режимов закачки	1 раз в год
	Увеличение приемистости поглощающих скважин (СКО, ГКО)	По мере необходимости
	Очистка призабойной зоны (гидромонитор высоконапорные вращающиеся струи)	По мере необходимости
Наблюдения за состоянием скважин и водоводов	Комплекс ГИС с целью определения: технического состояния эксплуатационных колонн; определение интервалов негерметичности колонн; определение интервалов поглощения воды; определение текущего забоя	По мере необходимости
	Выявление перетоков по затрубному пространству нагнетательных скважин	По мере необходимости
	Восстановление изолирующего цементаж	По мере необходимости
	Контроль за состоянием водоводов	1 раз в квартал

– Приказ Ростехнадзора «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (от 15.12.2020. № 534);

– Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ;

– Положение об осуществлении государственного мониторинга водных объектов (постановление Правительства РФ от 10.04.2007 г. № 219);

- Положение о порядке осуществления государственного мониторинга состояния недр РФ (приказ МПР РФ от 21.05.2001 г. № 433);
- Постановление Правительства РФ "Об утверждении Правил охраны подземных водных объектов" (от 11 февраля 2016 г. N 94);
- ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству»;
- Методические рекомендации по организации и ведению мониторинга подземных вод на мелких групповых водозаборах и одиночных эксплуатационных скважинах. – М., Государственный центр мониторинга геологической среды МПР РФ, 2000 г.

Учет фактических объемов добычи воды для использования в системах ППД и объемов размещения излишков попутных вод в пласты-коллекторы на месторождениях ведется ежесуточно. Время работы скважин фиксируется.

Таким образом, данные наблюдения позволяют оценить масштабы воздействия на эксплуатируемый ААС ВК в сопоставлении с возможными отклонениями в геохимии пластовых вод.

Наблюдения за качеством подземных вод для целей ППД, производятся путем отбора проб воды на специфические компоненты (Таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Типовой комплекс компонентов, определяющих качество подземных вод, используемых для ППД

Определяемый показатель	Периодичность
Плотность воды	1 раз / полгода
Минерализация	1 раз / квартал
Основные катионы и анионы: Натрий (Na^+), (K^+), (Ca^{2+}), (Mg^{2+}), (HCO_3^-), (Cl^-), (SO_4^{2-})	1 раз / квартал
Водородный показатель (рН)	1 раз / год
Механические примеси (КВЧ)	1 раз / квартал
Нефтепродукты (суммарно)	1 раз / квартал
Растворенный кислород	1 раз / год
Сероводород	1 раз / год
Сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ)	1 раз / год
Железо 3-х валентное (Fe^{3+})	1 раз / год

При функционировании участков размещения состав, свойства и качество закачиваемых веществ контролируются на основе отбора проб с последующим лабораторным анализом и определением химического состава вод (Таблица 2.3), а также лимитируемых компонентов (ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству») (Таблица 2.4).

Таблица 2.3 – Физико-химические показатели, контролируемые в размещаемых водах

Компонент		Единица измерения	
ОБОБЩЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ			
Температура		°С	
рН		ед.	
Плотность		г/см ³	
Минерализация		г/дм ³	
Жесткость общая		мг-экв./дм ³	
НЕОРГАНИЧЕСКИЕ ВЕЩЕСТВА			
Гидрокарбонаты, HCO ₃ ⁻	мг/дм ³	Магний, Mg ₂ ⁺	мг/дм ³
Хлориды, Cl ⁻	мг/дм ³	Натрий, Na ⁺	мг/дм ³
Сульфаты, SO ₄ ²⁻	мг/дм ³	Калий, K ⁺	мг/дм ³
Кальций, Ca ₂ ⁺	мг/дм ³	Аммоний, NH ₄ ⁺	мг/дм ³

Таблица 2.4 – Нормируемые показатели по ОСТ 39-225-88 в сопоставлении с СТО-Газпром 159-2016

Показатели качества	Единица измерения	Норматив ОСТ 39-225-88	Норматив СТО-Газпром 159-2016
Водородный показатель рН	ед.	в пределах 4,5-8,5	не ниже 6,8
Содержание растворенного кислорода	мг/дм ³	не более 0,5	не более 5,0
Присутствие сероводорода	мг/дм ³	не допускается	не более 15,0
Содержание ионов железа (III)	мг/дм ³	не допускается при закачке в воды, содержащие H ₂ S	-
Содержание нефтепродуктов	мг/дм ³	не более 15*	не более 150,0
Содержание механических примесей	мг/дм ³	не более 15*	не более 300,0
Сульфатвосстанавливающие бактерии	кл/дм ³	отсутствие	-
Набухаемость глинистых минералов пласта	%	отсутствие набухаемости	-
Коррозионная активность	мм/год	не более 0,1	не более 0,2

Примечание: * – содержание регламентируется в зависимости от проницаемости поглощающего пласта.

Стоит отметить, что недропользователи разрабатывают и используют собственные нормативными документы, регламентирующие физико-химические параметры закачиваемых попутных вод и вод, использованных

для собственных производственных и технологических нужд является (например, СТО-Газпром 159-2016 «Гидрогеоэкологический контроль на пунктах размещения попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд», СТО 05778425-001-2024 АО «Газпромнефть-ННГ» «Воды, используемые для поддержания пластового давления на месторождениях углеводородного сырья Уральского и Сибирского ФО. Требования к качеству»).

2.2. Масштабы техногенного воздействия на водоносные комплексы Западной Сибири

Технология законтурного и внутриконтурного заводнения нефтеносных пластов для поддержания пластового давления (ППД) в целях повышения нефтеотдачи активно использовалась еще в 30-е годы прошлого века в США и в существовавшем на тот момент СССР. Для этого использовались легкодоступные пресные поверхностные воды. По мере роста добычи нефти возрастали и объемы попутных (подтоварных) пластовых вод. Для исключения нанесения ущерба окружающей среде эти воды не допустимо сбрасывать в открытые водоемы или хранить в прудах-накопителях. Также установлено, что минерализованные воды обладают лучшими, по сравнению с пресными водами, нефтевымывающими свойствами [153, 196, 202]. Это обусловило широкое использование попутных пластовых вод нефтепромыслов в системах подземного заводнения. С 50-х годов XX века темп их использования для ППД нарастал очень быстро [126].

Впервые метод поддержания пластового давления для увеличения нефтеотдачи продуктивных отложений в Западной Сибири с применением подземных вод апт-сеномана был применен в 1966 г. Первыми нефтепромыслами, на которых зафиксирована добыча подземных вод ААС ВК, стали Западно-Сургутское и Усть-Балыкское месторождения нефти

(Рисунок 2.1). За первый год работы апт-сеноманских водозаборов (1966 г.) объём добытой воды составил 2,7 млн. м³.

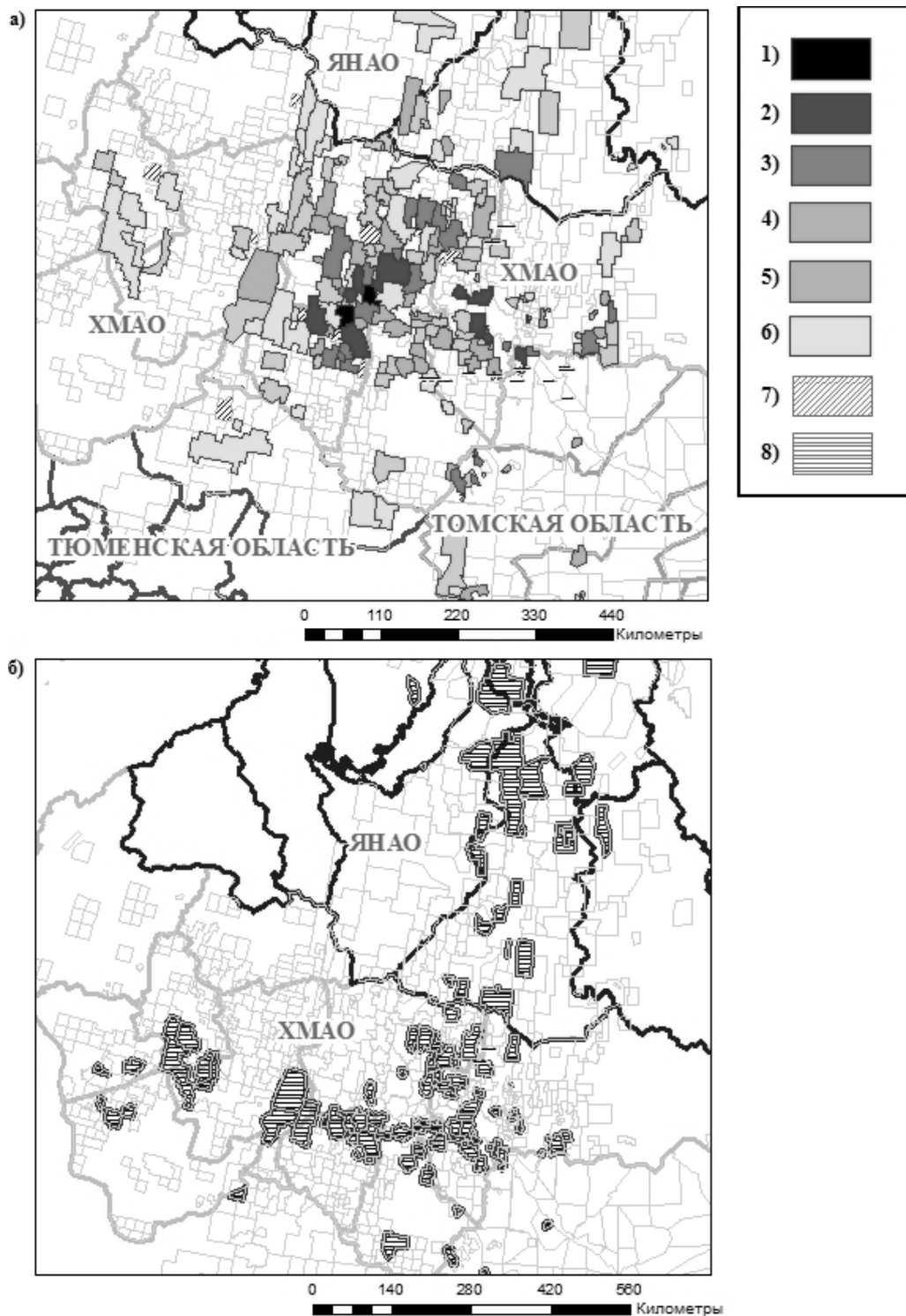


Рисунок 2.1 – Обзорная карта Западной Сибири с учетом использования ААС ВК [144]

Условные обозначения:

а) Лицензионные участки с водозабором ААС ВК: 1) 1966 г. – первые месторождения с ППД на основе вод ААС ВК; 2) 1976-1975 гг.; 3) 1976-1985 гг.; 4) 1986-1995 гг.; 5) 1996-2005 гг.; 6) 2006-2015 гг.; 7) 2016-2019 гг. б) 8) Лицензионные участки с пунктами закачки в ААС ВК.

В последующие годы, в связи с вводом в эксплуатацию новых водозаборных участков других месторождений нефти и газа, количество добытых подземных вод вплоть до первого десятилетия двухтысячных годов имеет тенденцию увеличиваться (Рисунок 2.2).

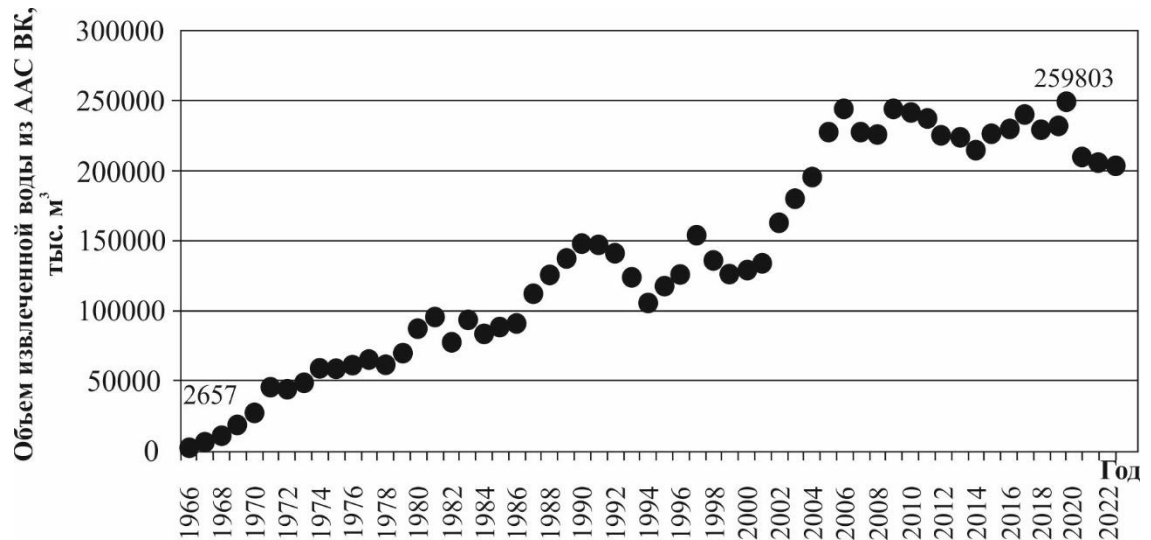


Рисунок 2.2 – Динамика добычи подземных вод ААС ВК с 1966-2022 гг.

Следует отметить, что в конце XX века наблюдаются периоды снижения добычи апт-сеноманских вод: в 1990-1994 гг. объём извлекаемой воды упал на 30%, в 1997-1999 гг. – на 18%. Эти периоды совпадают с сокращением добычи нефти на фоне общемировой энергетической политики, что, безусловно, отразилось и на объемах апт-сеноманской воды, используемой в Западной Сибири для поддержания давления в нефтяных пластах.

Тем не менее, в 2006 году достигается максимальный объём извлечения подземных вод (243,69 млн. м³) и по настоящее время, добыча, с некоторыми колебаниями, ведётся на одном уровне.

Накопленный объём добытой подземной воды со скромных 2,7 млн. м³ за полвека (54 года) вырос до 7,4 млрд. м³, а количество месторождений с организованной системой ППД, основанной на апт-сеноманской воде, увеличилось с двух до более трёхсот тридцати. Кроме того, 282

лицензионных участка обладают освоенными и разведанными запасами – категория запасов «А» и «В» (Таблица 2.5), т.е. добыча на данных участках разрешена и в настоящее время ведётся. На 90 участках запасы считаются оценёнными. Из них более 480 млн. м³ добытой апт-альб-сеноманской воды приходится на Надым-Пурскую и Пур-Тазовскую НГО.

Таблица 2.5 – Категоризация и величина запасов подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса [144]

Категория запасов	Количество лицензионных участков	Суммарная величина запасов, тыс. м ³ /сут
А	7	83,5
В	275	2789,4
С ₁	60	239,7
С ₂	30	58,9

Выше приведённые данные о количестве извлеченной воды и территорий, на которых эта добыча производится, говорят о действующей значительной техногенной нагрузке на апт-сеноманский водоносный комплекс Западно-Сибирского мегабассейна. Однако сегодня это воздействие не ограничивается только данным видом недропользования.

С начала XXI века все большее распространение в Западной Сибири получает такой вид недропользования, как закачка попутных вод в ААС ВК. Данный вид деятельности связан, как правило, с увеличением обводнённости извлекаемой нефти, что привело к созданию профицита попутных вод, перекрывающего потребность в воде системы поддержания пластового давления нефтяных месторождений. В настоящее время на территории Западной Сибири действуют 166 пунктов закачки в ААС ВК, из которых 86 работают по промышленной категории, позволяющей вести непрерывную эксплуатацию данных пунктов в течение 20 лет. На 2022 год суммарный объём закачанной жидкости в апт-альб-сеноманский поглощающий горизонт составляет 671 млн. м³, и скорее всего, эта цифра в будущем будет только

расти [144]. Для Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО накопленный объем размещенных флюидов составляет 126,5 млн. м³.

Вообще подземное размещение стоков зародилось на нефтепромыслах США и России в начале двадцатого века как утилизация попутно добываемых промысловых вод при разработке нефтяных месторождений. Высокоминерализованную пластовую воду, добытую вместе с нефтью, закачивали в скважины, выведенные из фонда эксплуатационного назначения в связи с прекращением притока нефти (Пенсильвания, Бакинский район, Северный Кавказ). Закачка осуществлялась как в ранее содержавшие нефть, так и в вышележащие интервалы.

На территории Западной Сибири в качестве основного пласта-коллектора для размещения промысловых и попутных вод используется апт-альб-сеноманский водоносный комплекс. Первый опыт закачки попутных вод в апт-альб-сеноманский комплекс был выполнен на Советском и Аганском месторождениях.

Широко практикуется подземное размещение попутно-добываемых, хозяйственно-бытовых и сточных вод на севере Тюменской области. В 1989-1990 гг. выполнено гидрогеологическое районирование обширной территории Тюменской области по условиям захоронения промышленных стоков [250], в 1999 году – «Прогнозная карта гидрогеологических условий захоронения промышленных сточных вод в глубокие водоносные комплексы», составленная ФГУП «Гидроспецгеология» [253]. В 2022 г. ФГБУ «Гидроспецгеология» создан комплект цифровых специализированных гидрогеологических карт распространения глубокозалегающих водоносных горизонтов (комплексов) Западно-Сибирской плиты масштаба 1:1 000 000 для использования с целью, не связанной с добычей полезных ископаемых. Выделение глубокозалегающих горизонтов (комплексов), перспективных для захоронения жидких отходов производства, проводилось по надпорядковым тектоническим структурам [90].

Впервые региональный обзор подземного захоронения промышленных сточных вод нефтегазовых комплексов на территории ЯНАО выполнен Бешенцевой О.Г. [12-15]. Также разработан блок основных правовых, нормативных и руководящих документов, послуживших основой для создания систем (полигонов) подземного захоронения сточных вод. Закачка этих вод осуществляется в проницаемые отложения сеномана, альба и апта на глубину 990-1600 м (чаще 1100-1400 м). Высокие коллекторские свойства песчаных пород (пористость 25-30%, проницаемость не менее 0,5 мкм) обеспечивают высокую приемистость скважин, составляющую при опытных нагнетаниях от 600 до 2400 м³/сут при устьевом давлении от 0,2 до 0,6 МПа.

Подземное размещение сточных вод осуществляется предприятиями разных отраслей промышленности в различных регионах России как способ защиты окружающей среды от загрязнения. В газовой промышленности данный вид недропользования, стал использоваться гораздо позже, чем в нефтяной промышленности.

Кроме того, существует прецедент использования ААС ВК Западно-Сибирского мегабассейна в качестве резервуара для захоронения жидких отходов бурения, подготовленных в виде пульпы на специальной установке путем измельчения частиц и достижения необходимой вязкости взвеси. Технология закачки осуществляет метод гидроразрыва пласта-коллектора: образовавшиеся трещины, смыкаясь, надежно запечатывают в себе твердую фазу пульпы, а жидкая фаза отфильтровывается и смешивается с пластовыми водами горизонта [109]. Данная технология закачки подготовленного бурового шлама успешно применяется при разработке месторождений морского шельфа, как в России, так и за рубежом. Это актуально и на нефтепромыслах севера Западной Сибири, где гидрологические и геоморфологические особенности территории не позволяют организовать шламовые амбары с точки зрения экологической безопасности.

Также на газовых месторождениях в Ямало-Ненецком автономном округе активно разрабатываются сеноманские залежи. Здесь под газовую

залежь, наряду с попутной водой, осуществляется закачка флюидов, образующихся в процессе осушения природного газа (моно-, ди-, триэтиленгликоль) и других стадий (добычи, подготовки и транспортировки), позволяя в той или иной мере компенсировать падающее в результате отбора пластовое давление [12, 170-173, 178].

Подземные хранилища газа (ПХГ), организованные на истощенных газовых месторождениях, эксплуатируют объемные и мощностные характеристики пласта-коллектора. Это требует внимательного подхода при организации систем мониторинга гидрогеологических условий на месторождениях углеводородов, особенно в северных районах Западной Сибири, где последние десятилетия активно эксплуатируются крупные газовые месторождения.

В итоге, за последние два десятилетия происходит постепенная переориентация апт-альб-сеноманского водоносного комплекса ЗСМБ из источника подземных вод, в резервуар-хранилище. Нередко на месторождениях возникает ситуация, когда эксплуатируются и водозаборные узлы, и участки сброса попутно добываемых вод, что объясняется технологическими и экономическими решениями недропользователя. Благодаря своему простому геологическому строению и ёмкостно-фильтрационным характеристикам ААС ВК позволяет одновременно испытывать на себе столь кардинально отличные друг от друга техногенные воздействия [142, 215].

Опыт многих исследователей [16, 31, 114] позволяет утверждать, что совместная работа водозаборов и пунктов закачки на ближайших друг к другу лицензионных участках сглаживает ситуацию по резкому изменению уровня режима за счет так называемой взаимной компенсации.

Таким образом, в свете активной нефтегазодобычи за последние десятилетия и все ускоряющихся темпов ее роста в Западной Сибири (особенно в северных регионах) важное значение имеет оценка влияния добычи вместе с углеводородами попутных вод, размещения излишков

попутных флюидов в апт-альб-сеноманский комплекс, закачки подземных вод в продуктивные горизонты юрско-меловых отложений для повышения нефтеотдачи пластов с помощью контроля геолого-гидрогеологического режима [152, 173]. Данные мониторинга позволяют отслеживать уровенный режим водоносного комплекса и качественный состав подземных вод, решая определенные задачи недропользования в рамках правового поля (изучение геологического строения и гидрогеологических условий территории с целью размещения технических вод в недра исследование, совместимости закачиваемых вод с пластовыми водами, оценка воздействия закачиваемых вод на глубокие водоносные горизонты).

2.3. Выводы по главе

В разделе рассмотрена актуальность решения вопросов регулярных наблюдений за химическим составом подземных вод в связи с разработкой месторождений углеводородов. Процессы заводнения нефтяных месторождений с целью поддержания пластового давления, размещение в недрах излишков попутно добываемых, сточных и технических флюидов, отбор значительных объемов вод, а также длительный период ведения промысловых работ (десятки лет), повлекли за собой масштабные перераспределения флюидов в отложениях Западно-Сибирского мегабассейна. Многолетнее техногенное воздействие на водоносные горизонты определяет значимость изучения результатов режимных гидрогеохимических наблюдений.

Методика ведения режимных наблюдений приведена на примере нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири в соответствии с действующим законодательством РФ. Наблюдения за качеством подземных вод для целей ППД, производятся путем отбора проб воды на специфические компоненты. Учет фактических объемов добычи воды для использования в

системах ППД и объемов размещения излишков попутных вод в пласты-коллекторы на месторождениях ведется ежесуточно.

В Западной Сибири при заводнении нефтеносных пластов для поддержания пластового давления в целях повышения нефтеотдачи широко используются подземные воды апт-альб-сеноманского ВК. Количество месторождений с организованной системой ППД, основанной на апт-сеноманской воде, составляет более 330, и накопленный объем добытой подземной воды превышает 7,4 млрд. м³. Из них более 480 млн. м³ добытой апт-альб-сеноманской воды приходится на Надым-Пурскую и Пур-Тазовскую НГО.

В качестве основного пласта-коллектора для размещения промысловых и попутных вод используется апт-альб-сеноманский водоносный комплекс. В настоящее время действуют более 160 пунктов закачки в ААС ВК, из которых 86 работают по промышленной категории. Суммарный объем закачанных флюидов в апт-альб-сеноманский поглощающий резервуар на территории Западной Сибири составляет более 670 млн. м³, для Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО – 126,5 млн. м³.

Отсюда следует **первое защищаемое положение:**

Основной объем техногенной нагрузки в современных условиях разработки месторождений нефти и газа северных районов Западной Сибири приходится на апт-альб-сеноманский водоносный комплекс. Ее характер имеет тенденцию качественного изменения – при сохранении важной роли комплекса как объекта добычи технических вод для повышения нефтеотдачи пластов (накопленный объем превысил 480 млн. м³), возрастает его роль и как надежного резервуара для размещения значительных объемов попутно добываемых вод и других флюидов (более 126,5 млн. м³).

3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Разработка нефтяных месторождений на обширной территории Западной Сибири традиционно сопровождается извлечением из недр углеводородов вместе с попутно добываемыми водами, а также размещением этих вод в недра для интенсификации нефтедобычи и поддержания пластового давления в залежах. При недостаточном объеме попутных вод для системы ППД довольно продолжительное время (более 55 лет) используются минерализованные воды апт-альб-сеноманского водоносного комплекса Западно-Сибирского мегабассейна, реже используются пресные воды олигоцен-четвертичного водоносного комплекса, ресурсы поверхностных водотоков и очищенные хозяйственно-бытовые стоки.

Образующаяся в результате заводнения сложная система «закачиваемая вода – пластовая вода – углеводороды – горные породы» требует тщательного изучения состояния ее равновесия. Необходимость оценки геохимической совместимости пластовых и закачиваемых флюидов является одной из важнейших задач промысловой гидрогеологии, поскольку прогноз равновесия смешиваемых вод поможет предотвратить проблемы солеотложений на скважинном оборудовании, ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов и, как следствие, снижения нефтеотдачи [169, 175, 181, 186]. Безусловно, закачиваемые в пласт воды для нормирования их качества должны пройти соответствующую подготовку, что исключит (или уменьшит) негативное влияние на призабойную зону, отложение солей в пласте, коррозию оборудования, развитие бактериального загрязнения и другие осложнения.

Вопросами гидрогеологических исследований на месторождениях при выборе водоисточника для заводнения нефтяных залежей занимались В.В. Муляк, Ю.П. Гаттенбергер [35], А.В. Бриков [18]. Процессам, приводящим к гидрохимическим изменениям в продуктивных пластах во

время заводнения, посвящены работы А.М. Никанорова [137], В.А. Ольховской [154] и др. Существующие методы прогнозирования солеобразования в скважинах и на нефтепромысловом оборудовании рассмотрены в работах В.Е. Кашавцева [83], О.П. Абрамовой, Л.А. Абуковой [1], Н.Н. Михайлова [132], В.Ю. Мастерковой [117] и др.

Установлено, что отложение солей в пластах-коллекторах и на нефтепромысловом оборудовании при разработке месторождений Западной Сибири связано с изменением термодинамических условий пластовых флюидов, находящихся в состоянии насыщения по отношению к карбонатам коллектора, нестабильностью закачиваемых вод в пластовых условиях, смешением химически несовместимых вод [83].

На месторождениях Западной Сибири карбонатные солеотложения представлены, главным образом, в виде карбоната кальция. Растворимость карбоната кальция существенно зависит от термобарических условий. С повышением температуры и снижением давления растворимость снижается, и отложение карбоната кальция усиливается. Кроме того, растворимость карбонатных солей тесно связана с наличием в растворе двуокси углерода (CO_2), который позволяет удерживать карбонат кальция в растворенном состоянии. Карбонаты, содержащиеся в горных породах осадочного чехла, активно растворяются в воде, содержащей CO_2 . При этом происходит обогащение воды ионами HCO_3^- , Ca^{2+} и Mg^{2+} . Этот процесс сопровождают реакции с осаждением, растворением и выщелачиванием карбоната кальция [133]. Поэтому на территории Западной Сибири при нагнетании в нефтеносные пласты агента заводнения и, как следствие, изменения термодинамических условий, прогноз возможного осадкообразования карбонатов остается актуальным.

3.1. Условия формирования карбонатного осадка на нефтяных месторождениях Западной Сибири

В настоящее время отмечается активное развитие направления геохимии подземных вод, связанное с выполнением физико-химических расчетов состава подземных вод, формирования, миграции, моделирование геохимических процессов в системе «вода-порода-органическое вещество», что отражено в работах В.П. Зверева [66], Р.М. Гаррелса [28-29], С.Р. Крайнова, Б.Н. Рыженко [91-94], А.И. Перельмана [145-146], Е.В. Пиннекера [149], К.Е. Питъевой [150], В.Н. Озябкина [141], А.Э. Конторовича [85], М.Б. Букаты [19] и многих других.

Вопросы взаимодействия подземных вод с горными породами рассмотрены С.Л. Шварцевым [155, 206-207]. На основании развиваемых С.Л. Шварцевым представлений в естественных условиях всех участков земной коры система «вода - горная порода органическое вещество» является равновесно-неравновесной, т.е. водный раствор всегда не равновесен с отдельными минералами магматического или метаморфического генезиса, но одновременно равновесен с определенным перечнем минералов, слагающих вторичные минеральные образования. Таким образом, вода непрерывно растворяет одни минералы и формирует новые вторичные продукты.

Время взаимодействия воды с горными породами определяет состояние насыщения водного раствора к определенным минералам, которое закономерно изменяется с увеличением времени взаимодействия воды с горными породами носит этапный характер, т.е. каждый этап характеризуется строго определенной ассоциацией вторичных минеральных образований. Равновесно-неравновесное состояние системы «вода-порода-органическое вещество» обеспечивает непрерывное и последовательное растворение первично обломочных алюмосиликатных минералов и поступление в жидкую фазу некоторого количества химических элементов, часть которых выводится из раствора и связывается во вторичных

минеральных фазах, являющихся устойчивыми на данном этапе развития системы в определенных термобарических условиях [11, 27, 64-66, 182].

Свойства пластовых вод обусловлены температурой, давлением и количеством растворенных в ней солей. Влияние литологического состава водовмещающих пород является определяющим фактором при формировании химического состава подземных вод [149]. Концентрации микроэлементов в составе подземных вод также связаны с особенностями водовмещающей толщи.

Региональные комплексные литолого-геохимические исследования в Западной Сибири приходятся на 70-80-е годы прошлого столетия рядом академических и отраслевых организаций (ЗапСибНИГНИ, СНИИГГиМС, ИГиГСО, ВНИГНИ и др.). На этот период весьма активного развития геологоразведочных работ в Западной Сибири успешно развиваются научно-теоретические и прикладные исследования в сфере литологии и геохимии. На достаточно высоком уровне были проведены исследования по составу и свойствам горных пород. Стоит отметить уникальную обобщающую работу литолого-геохимических характеристик горных пород Западной Сибири, выполненную А.В. Рыльковым и И.Н. Ушатинским [167]. В основу был положен общий массив литогеохимических материалов, который включал 13414 определений по 12 нефтегазоносным районам и 5 нефтегазоносным областям мезозойских отложений Западной Сибири. Литогеохимические исследования заключались в изучении минералогического, химического состава пород, определение содержаний органического вещества, микроэлементов, поглощенных катионов, форм железа, серы, углерода, диагностику литотипов пород.

В разрезе Западно-Сибирского мегабассейна юрско-меловые отложения во всех районах представлены главным образом терригенными песчано-алеврито-глинистыми осадками преимущественно морского (мелководно-морского) генезиса. Песчанистость разреза составляет 40-50%. Основными литотипами пород юрско-меловых отложений служат

полимиктовые песчаники (преимущественно мелкозернистые), алевриты (чаще глинистые), глины и аргиллиты (тонкодисперсные, алевритистые). По данным литогеохимических исследований А.В. Рылькова, И.Н. Ушатинского [167], практически во всех литотипах пород присутствует примесь известкового (карбонатного) вещества. В известковистых разностях пород его содержание обычно не превышает 3-5%, в известковых достигает 20% и более. За счет процессов вторичной карбонатизации пород встречаются известняки (чаще глинистые и кремнистые) и мергели. Карбонаты, содержащиеся в горных породах осадочного чехла, активно взаимодействуют с подземными водами и углекислым газом. В результате такого взаимодействия воды с породой часто протекают реакции с осаждением, растворением и выщелачиванием карбоната кальция [76, 147, 148, 212]. Поэтому на территории Западной Сибири при нагнетании в нефтеносные пласты агента заводнения и, как следствие, изменения термодинамических условий, важным является прогноз возможного осадкообразования карбонатов.

В качестве источника подземных вод (более 50 лет), использующихся в системе поддержания пластового давления нефтяных залежей юрско-меловых отложений, выступает апт-альб-сеноманский водоносный комплекс Западно-Сибирского мегабассейна, а высокие емкостные способности ААС ВК позволяют размещать излишки попутно добываемых вод (с 2000-х годов) [129, 144]. Влияние физического процесса заводнения на изменение структурно-механических свойств коллектора и процесс вытеснения нефти рассмотрено в работах С.В. Делия [58], Ш.К. Гиматудинова [40], Ф.И. Котяхова [89]. Вопросам гидрогеологических исследований при разработке нефтяных месторождений посвящена работа В.Е. Кашавцева, Ю.П. Гаттенбергера [80]. В ней рассматриваются особенности гидрогеологических изысканий при поисках водоисточников для заводнения нефтяных залежей, рассмотрены процессы, приводящие к гидрохимическим изменениям в продуктивных пластах во время заводнения залежей.

Обобщены данные по отложению солей и предложены новые методы прогнозирования солеобразования при разработке нефтяных месторождений. Вопросам солеобразования в скважинах и на нефтепромысловом оборудовании посвящены исследования В.Е. Кашавцева, И.Т. Мищенко, М.Б. Букаты, Л.А. Абуковой, В.В. Муляка и др. [2, 3, 19, 35, 70-72, 74]. Достаточно широко проблема формирования карбонатных солей в пластовых условиях нефтяных месторождений, моделирование процессов осаждения и пути их решения освещены и зарубежными учеными [216-234].

Необходимость оценки геохимической совместимости пластовых и закачиваемых флюидов является одной из важнейших задач промысловой гидрогеологии, поскольку прогноз равновесия смешиваемых вод поможет предотвратить проблемы солеотложений на скважинном оборудовании, ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов и, как следствие, снижения нефтеотдачи [25, 30, 81, 148]. Вопросы совместимости вод при разработке нефтяных месторождений рассматриваются в работах В.Е. Кашавцева, А.С. Ровенской, Ю.П. Гаттенбергера. По Западной Сибири данная тема освещена Р.И. Кузоваткиным, В.М. Матусевичем, С.Л. Шварцевым, Н.С. Трофимовой, Л.А. Ковяткиной, О.Г. Бешенцевой и др.

Пластовые воды месторождений северной части ЗСМБ содержат небольшое количество сульфатов (первые единицы мг-экв/дм³), поэтому сульфатное равновесие чаще всего не требует рассмотрения. Совместимость вод в основном оценивается по результатам состояния карбонатной системы их смесей.

Карбонатные солеотложения на месторождениях Западной Сибири встречены, главным образом в виде карбоната кальция. Растворимость карбоната кальция существенно зависит от термобарических условий. С повышением температуры и снижением давления растворимость снижается, и отложение карбоната кальция усиливается. Кроме того, растворимость карбонатных солей тесно связана с наличием в растворе двуокси углерода, который позволяет удерживать карбонат кальция в растворенном состоянии.

Карбонатные породы, являющиеся коллекторами для многих для многих залежей нефти и газа, усиленно растворяются в воде, содержащей CO_2 . При этом происходит обогащение воды ионами HCO_3^- , Ca^{2+} и Mg^{2+} . Этот процесс наиболее интенсивен в случае применения для заводнения карбонизированной воды с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи [35].

Карбонат кальция может образовываться в результате двух процессов: при смешении несовместимых вод и при разложении бикарбоната кальция при изменении термобарических условий [75, 118].

3.2. Расчетные методы оценки совместимости подземных вод

В нефтяной гидрогеологии существует достаточно большое разнообразие методов количественной оценки выпадения осадка карбоната кальция при смешения пластовых и закачиваемых вод на месторождениях углеводородов Западной Сибири. В работе рассмотрены методы наиболее часто применяемые на территории ЗСМБ, в том числе и в северных его районах.

1. Методика Джонса и Оддо.

Данная методика рекомендуется при пластовой температуре меньше 150°C и при парциальном давлении $p_{\text{CO}_2} \leq 6,2$ МПа. Склонность пластовой воды к отложению солей карбоната кальция оценивается по величине коэффициента насыщения S_{CaCO_3} ;

$$S_{\text{CaCO}_3} = \text{ПР}_{\text{CaCO}_3} / L_{\text{CaCO}_3}; \quad (1)$$

где $\text{ПР}_{\text{CaCO}_3}$ – произведение растворимости карбоната кальция;

L_{CaCO_3} – термодинамическое произведение растворимости, соответствующее равновесному состоянию карбонатных соединений в системе;

$$\text{ПР}_{\text{CaCO}_3} = a_{\text{Ca}} \cdot a_{\text{HCO}_3} \cdot K_2 / K_1 \cdot K_{\text{H}} \cdot p_{\text{CO}_2}; \quad (2)$$

где a_{Ca} – активность ионов кальция; a_{HCO_3} – активность гидрокарбонат ионов;

K_2 – константа диссоциации второй ступени, K_1 – константа диссоциации первой ступени;

K_H – константа Генри, символ p в pK_1 , pK_2 , pK_H обозначает lg , p_{CO_2} – парциальное давление смеси.

$$pK_2 = 10,61 - 4,97 \times 10^{-3} T + 1,331 \times 10^{-5} T^2 - 2,624 \times 10^{-5} P - 1,166\mu^{0,5} + 0,3466\mu \quad (3)$$

$$pK_1 = 6,41 - 1,594 \times 10^{-3} T + 8,52 \times 10^{-6} T^2 - 3,07 \times 10^{-5} p - 0,4772\mu^{0,5} + 0,1180\mu \quad (4)$$

$$pK_H = 2,27 + 5,65 \times 10^{-3} T - 8,06 \times 10^{-6} T^2 + 0,075\mu \quad (5)$$

2. Методика Стиффа-Девиса.

Прогноз возможности выпадения осадка карбоната кальция основывается на учете процессов, способствующих образованию твердого осадка из водных растворов – смешение несовместимых вод, движущихся вместе с нефтью, разложение бикарбоната кальция в результате изменения физико-химических условий, уменьшение растворимости карбоната кальция в воде при снижении парциального давления и при уменьшении минерализации попутных вод и др.

Возможность образования твердого осадка карбоната кальция и его количество контролируются карбонатным равновесием, которое зависит от содержания в пластовой воде диоксида углерода (CO_2), гидрокарбонат-иона (HCO_3^-), карбонат-иона (CO_3^{2-}) и концентрацией ионов водорода (величиной pH) [60]. На этом основан прогноз возможности осаждения карбоната кальция по методике Стиффа-Девиса путем сравнения аналитического значения pH воды с расчетным значением pH_s . За показатель возможности солеотложения принимаются индекс насыщения JS и индекс стабильности JSt .

Индекс насыщения определяется из выражения (6):

$$JS = pH - pH_s; [235] \quad (6)$$

- при $JS > 0$ из воды может выпадать осадок карбоната кальция;
- при $JS = 0$ вода находится в состоянии равновесного насыщения карбонатом кальция;
- при $JS < 0$ вода способна растворять дополнительное количество карбоната кальция.

Индекс стабильности определяется по выражению (7):

$$JSt = 2 * pH_s - pH; \quad (7)$$

- при $JSt > 8,7$ вода сильноагрессивная, способна растворять дополнительное количество карбоната кальция;
- при $8,7 > JSt > 6,9$ вода среднеагрессивная, способна растворять дополнительное количество карбоната кальция;
- при $6,9 > JSt > 6,4$ вода стабильная, осадок не образуется;
- при $6,4 > JSt > 3,7$ вода предельно насыщена карбонатом кальция, может выделяться осадок;
- при $JSt < 3,7$ вода перенасыщена карбонатом кальция, выделяется осадок.

Величина pH_s определяется по выражению (8):

$$pH_s = pm_{Ca} + pm_{HCO_3} + K; \quad (8)$$

где, pm_{Ca} , pm_{HCO_3} – отрицательные значения десятичных логарифмов моляльных концентраций Ca^{2+} и HCO_3^- ;

K – константа, зависящая от ионной силы и температуры раствора (Рисунок 3.1).

Ионная сила раствора рассчитывается по выражению (9):

$$J = 0,5 * \sum m_i * Z_i^2; \quad (9)$$

где, m_i – моляльные концентрации макрокомпонентов состава воды,

Z_i – заряд (валентность) ионов.

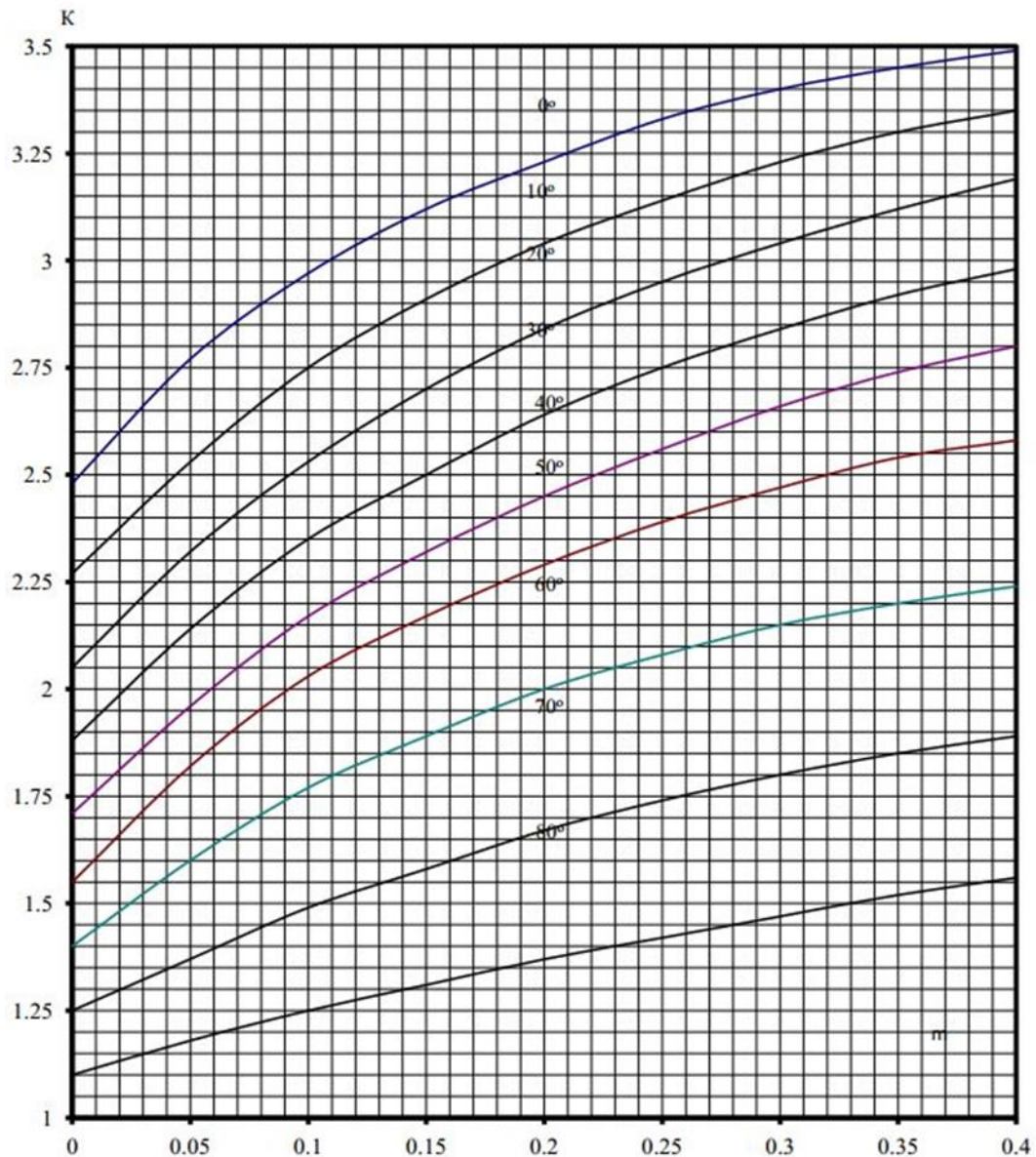


Рисунок 3.1 – Зависимость значений K от ионной силы раствора $J \leq 0,8$ и температуры $t = 20 \div 50^\circ\text{C}$ [235]

Моляльные концентрации компонентов рассчитываются по формуле (10):

$$m_i = C_i / \text{Молекулярный вес} \quad (10)$$

где, C_i – концентрации макрокомпонентов в г/дм^3 ;

молекулярный вес – справочная информация по каждому иону.

При совместном решении выражений (6)-(7) и (6)-(8):

$$JS = pH - (pm_{Ca} + pm_{HCO_3} + K); \quad (11)$$

$$JSt = 2 * (pm_{Ca} + pm_{HCO_3} + K) - pH; \quad (12)$$

Количественная оценка возможности выпадения-растворения осадка выполняется по методике Р.М. Гаррелса [28].

$$D_{CaCO_3} = m_{Ca, p} - m_{Ca, a}; \quad (13)$$

где, m_{Ca} , p и $m_{Ca, a}$ – равновесное расчетное и аналитическое содержание карбоната кальция в растворе.

Для определения равновесного для данного раствора содержания $CaCO_3$ используется система уравнений произведения растворимости $L^0_{CaCO_3}$ и констант диссоциации угольной кислоты первой и второй ступени:

1. $a_{Ca} \times a_{CO_2} = m_{Ca} \times \gamma_{Ca} * m_{CO_2} \times \gamma_{CO_2} = L^0_{CaCO_3}$
2. $(a_H \times m_{HCO_3} \times \gamma_{HCO_3}) / m_{H_2CO_3} = K_{1H_2CO_3}$
3. $(a_H \times m_{CO_3} \times \gamma_{HCO_3}) / m_{HCO_3} = K_{2H_2CO_3}$
4. $a_H = 10^{-pH}$

Совместное решение этих уравнений позволит определить равновесное расчетное содержание m_{Ca} , p :

$$m_{Ca} = \frac{L^0_{CaCO_3} a_H}{\gamma_{Ca} * \gamma_{HCO_3} * m_{HCO_3} * K_{2H_2CO_3}} \quad (14)$$

Или, что удобнее при расчетах:

$$pm_{Ca} = pL^0_{CaCO_3} + pH - p\gamma_{Ca} - p\gamma_{HCO_3} - pm_{HCO_3} - pK_{2H_2CO_3} \quad (15)$$

Коэффициенты активности γ_{Ca} и γ_{HCO_3} можно с достаточной точностью рассчитать по упрощенной формуле Девиса [59]:

$$p\gamma_{HCO_3} = A \left(\frac{\sqrt{I}}{1+\sqrt{I}} - 0,2 \times I \right) \quad (16)$$

$$p\gamma_{Ca} = 4 \times A \left(\frac{\sqrt{I}}{1+\sqrt{I}} - 0,2 \times I \right) \quad (17)$$

где, A , $pL^0_{CaCO_3}$, $pK_{2H_2CO_3}$ – справочные данные от температуры и давления.

3. Методика В.Е. Кащавцева.

Данная методика объективно отражает влияние температуры и давления на растворимость (с увеличением температуры и величины парциального давления растворимость уменьшается).

За показатель солеотложения принята величина индекса насыщения карбоната кальция:

$$S_{\text{CaCO}_3} = \lg ([\text{Ca}^{2+}] \cdot [\text{CO}_3^{2-}] - 2,734\mu^{0,5} + 1,183\mu - 0,1207\mu^{1,5} - 5,227 \cdot 10^{-4} T\mu^{0,5} + 9,964 \cdot 10^{-3}T + 3,623 \cdot 10^{-5} T^2 - 1,011 \cdot 10^{-2} P + 8,146); (18)$$

При $S_{\text{CaCO}_3} > 1$ - происходит пересыщение карбонатом кальция, CaCO_3 выпадает в осадок;

Если $S_{\text{CaCO}_3} < 1$ - раствор перенасыщен карбонатом кальция

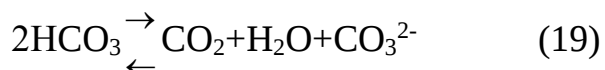
По мнению некоторых исследователей [2], выпадение солей в пласте происходит при превышении коэффициента насыщения не 1, а 1,3. При всей условности такого подхода, он в целом правильно отражает способность подземных вод к перенасыщению солей.

4. Методика термодинамического моделирования согласно ОСТ 39-229-89 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение совместимости закачиваемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом».

Данный метод оценки процесса солеобразования является одним из основных в диссертационной работе, поскольку наиболее часто встречается при обобщении ретроспективных материалов при определении совместимости пластовых и закачиваемых вод на месторождениях Западной Сибири.

Относительная погрешность метода – 15%. Исходный состав пластовых и закачиваемых вод, в которых преобладает один или два вида солей, определяет состав солеотложений, а степень разбавленности пластовых вод может влиять на интенсивность солеотложения. Согласно ОСТу, воды, смешиваемые в пластовых условиях (с учетом коллекторских свойств), считаются совместимыми, если количество осадка не превышает установленных значений.

Карбонатное равновесие подвижно и может смещаться при изменении температуры, концентрации CO_2 и pH:



Вода, насыщенная углекислотой, попадая в контакт с атмосферой, будет выделять CO_2 до тех пор, пока концентрация его не будет соответствовать давлению CO_2 в атмосфере. Выделение CO_2 из воды способствует смещению равновесия вправо, т.е. увеличению активности ионов CO_3^{2-} . Происходит пересыщение воды карбонатом кальция и выпадение его из раствора.

Для определения направления сдвига карбонатного равновесия необходимы сведения о содержании растворенной в пластовых и нагнетаемых водах углекислоты, количество которой зависит от литологической характеристики пород, глубины их залегания, температуры и т.д. Определение этого параметра связано с существенными затруднениями. Газонасыщенность подземных вод в пластовых условиях возможно определить достоверно только лишь посредством отбора глубинных проб воды специальными пробоотборниками. Погрешность измерения газового фактора пластовых вод и длительное хранение проб водорастворенных газов до анализа могут существенно исказить искомую величину.

Основываясь на региональных закономерностях пространственного изменения газонасыщенности пластовых вод и состава водорастворенных газов, допустимо полагать, что нижняя оценка парциального давления CO_2 может быть определена из условия равенства давления насыщения водорастворенного газа измеренному пластовому давлению путем произведения мольной доли CO_2 в пробе на пластовое давление:

$$(P_{\text{CO}_2} = Y_{\text{CO}_2} \cdot P_{\text{нас}}) \quad (20)$$

Если исходить из положения, что карбонатная система в пластовых условиях близка к термодинамическому равновесию, то решение задачи сводится к поиску такого значения парциального давления CO_2 , при котором

выполняется условие $G_{\text{CaCO}_3}(P_{\text{CO}_2})=0$, при этом $P_{\text{CO}_2} < P_i \leq P$, где G_{CaCO_3} – количество кальцита в осадке, P – полное давление в системе (пласте).

Расчет совместимости вод проведен при условии, что в размещаемых подтоварных водах присутствует остаточная углекислота, способная удерживать карбонаты в растворенном состоянии, а смешение вод происходит в термобарических условиях объекта закачки. Пример результатов расчета приведен в таблице 3.1 (Пластовое давление 140 атм, $t=55^\circ\text{C}$).

Таблица 3.1 – Результат определения возможности карбонатного осадкообразования при смешении попутно добываемых вод и вод ААС ВК на Ватинском месторождении

Доля воды в смеси, %		Содержание осадкообразующих компонентов, г/дм ³			Степень насыщения	Осадок, г/дм ³	Минерализация, г/дм ³	Давление насыщения CO ₂ , атм
Пластовая (скв. 28в)	Закачиваемая (скв. 271)	Ca	Mg	Карб. щелоч.				
100	0	0,680	0,122	0,207	0,999	0	19,93	0,216
80	20	0,760	0,117	0,214	1,155	0,024	20,52	0,187
60	40	0,840	0,112	0,222	1,345	0,047	21,11	0,158
50	50	0,880	0,109	0,226	1,458	0,059	21,41	0,143
30	70	0,960	0,104	0,233	1,737	0,082	22,00	0,114
10	90	1,040	0,099	0,240	2,135	0,106	22,59	0,084
0	100	1,080	0,096	0,244	2,415	0,118	22,88	0,070

В приведенном примере смешиваемые воды однотипны по классификации В.А. Сулина. При закачке подтоварной воды смеси вод перенасыщены кальцитом, степень насыщенности растет, давления насыщения CO₂ в пласте-коллекторе недостаточно для растворения осадка. При увеличении доли закачиваемых вод количество осадка постепенно нарастает от 24 мг/дм³ (20% закачиваемых вод) до 106 мг/дм³ (90%).

При увеличении доли закачиваемой воды в смеси значение минерализации растет; увеличивается содержание кальция и гидрокарбоната; содержание магния снижается. Стоит отметить, что в диссертационной работе при обобщении результатов моделирования совместимости пластовых

и закачиваемых вод учитывались максимально возможные значения солей карбоната кальция и соотношение доли закачиваемой воды в смеси.

3.3. Результаты лабораторных исследований смешения пластовых и закачиваемых вод

Лабораторные методы моделирования совместимости смешиваемых минерализованных вод для месторождений углеводородов Западной Сибири используются крайне редко. В опубликованной литературе такие исследования в основном охватывают месторождения углеводородов Восточной Сибири, Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, Приуральской НГО [5, 10, 47, 132, 143, 185-186]. Имеются экспериментальные данные по совместимости пресных вод с водами продуктивных пластов АС₁₀-АС₁₂ Южной лицензионной территории Приобского месторождения [130].

Согласно фондовым данным, совместимость пластовых и закачиваемых вод определялась экспериментальным путем на Западно-Каюмовском, Кондинском, Кирско-Коттыньское, Заполярном месторождениях и месторождении им. Виноградова (ЗСМБ). Полученные результаты имеют условный характер поскольку исследования осуществляются при стандартных давлениях и температуре.

Для характеристики возможного влияния температурного фактора в лаборатории ФХМИ ЗСФ ИНГГ СО РАН проведены исследования на базе отобранных проб воды из нефтепродуктивного интервала (неокомский комплекс) и минерализованной воды апт-альб-сеноманского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна при комнатной и заданной пластовой температуре [177].

3.3.1. Материал и методы исследования

Геолого-гидрогеологические условия

Восточно-Янчинское месторождение расположено на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа-Югры Тюменской области.

Геологический разрез Восточно-Янчинского месторождения представлен мощной толщей песчано-глинистых образований мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, с резким угловым и стратиграфическим несогласием залегающих на метаморфизованных породах доюрского складчатого фундамента. В тектоническом плане месторождение приурочено к юго-восточному склону Северо-Нижневартовской моноклинали, граничащей с юга с Нижневартовским сводом, вблизи границы двух надпорядковых структур – Хантейского мегасвода и Надым-Тазовской синеклизы.

По нефтегеологическому районированию территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (под ред. ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпилемана», 2010 г.) Восточно-Янчинское месторождение относится к Вартовскому нефтегазоносному району Среднеобской нефтегазоносной области. Промышленно нефтеносными являются терригенные отложения мегионской свиты нижнемелового возраста (K_{IV} , пласт BV_{10}) и васюганской свиты верхнеюрского возраста (J_3 , пласт YB_1^1).

Согласно гидрогеологическому районированию территории РФ (ВСЕГИНГЕО, 2008 г.) Восточно-Янчинское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна и находится в пределах Иртыш-Обского АБ стока (гидрогеологическая структура II порядка).

Воды ААС ВК хлоридно-кальциевого типа по В.А. Сулину. Минерализация пластовых вод – $19,6 \text{ г/дм}^3$. Величина водородного показателя (рН) – 8,0 (среда слабощелочная). Основные макрокомпоненты представлены ионами натрия+калия – 7016 мг/дм^3 , кальция – 371 мг/дм^3 ,

магния – 87 мг/дм³, хлора – 11964 мг/дм³, гидрокарбоната – 140 мг/дм³.

Формула солевого состава подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса имеет следующий вид:

$$M_{19,6} \frac{Cl_{99,3} HCO_3 \ 0.7}{(Na+K)_{92,2} Ca_{5.6} Mg_{2.2}} pH_{8,0}. \quad (21)$$

Пластовые воды неокомского хлоридно-кальциевого типа по В.А. Сулину. Величина водородного показателя – 6,9. Минерализации вод – 20,9 г/дм³. Содержание ионов натрия+калия составляет – 7110 мг/дм³, магния – 69 мг/дм³, хлора – 12851 мг/дм³, гидрокарбоната – 140 мг/дм³.

Формула солевого состава пластовых вод неокомского комплекса:

$$M_{20,9} \frac{Cl_{99,4} HCO_3 \ 0.6}{(Na+K)_{87,8} Ca_{10.6} Mg_{1.6}} pH_{6,9}. \quad (22)$$

Эксперимент выполнен на базе аккредитованной лаборатории физико-химических методов исследований ИНГГ СО РАН им. А.А. Трофимука (аттестат аккредитации № RA.RU.21АЖ28).

Для лабораторных исследований в декабре 2023 г. были отобраны пробы попутной воды продуктивных отложений неокома и пластовой воды апт-альб-сеноманского комплекса на Восточно-Янчинском месторождении в объеме по 6 л. Из пробы неокомского комплекса отделить воду от нефти не удалось, ввиду отсутствия обводненности неокомской залежи на начальном этапе разработки Восточно-Янчинского месторождения. Для эксперимента было принято решение использовать близкую по геохимическим характеристикам пробу воды неокомского комплекса с месторождения им. Малыка, в качестве месторождения-аналога (Рисунок 3.2).

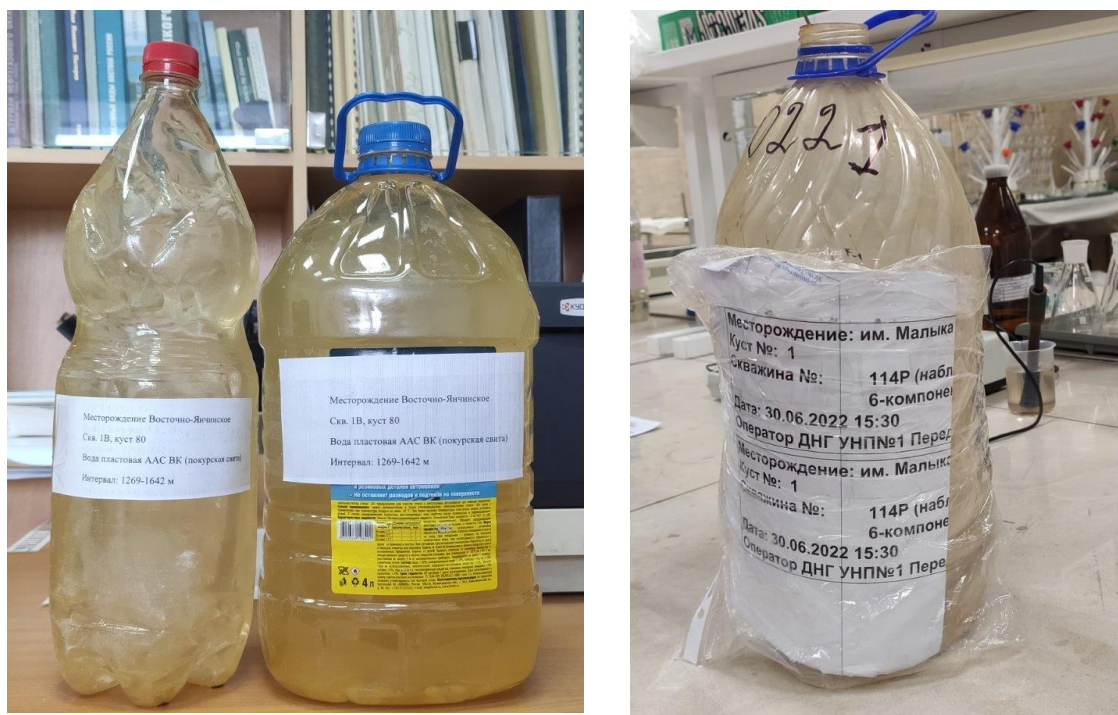


Рисунок 3.2 – Пробы пластовой (справа) и закачиваемой воды (слева)

Из исходных профильтрованных проб были подготовлены образцы объемом 400 мл каждая в соотношениях 0:10, 1:9, 2:8, 3:7, ..., 8:2, 9:1, 10:0 в двойном количестве для проведения смешения при комнатной температуре и при заданной пластовой температуре. Всего подготовлено 22 образца. Каждой смеси присваивался лабораторный номер и формировался протокол количественного химического анализа (КХА).

Смеси изготавливались из пар проб №№ 14436 (пластовая вода ААС ВК) и 14437 (пластовая вода неокомского ВК) для эксперимента без нагрева, №№ 14447 (пластовая вода ААС ВК) и 14448 (пластовая вода неокомского ВК) для эксперимента с нагревом (Рисунок 3.3).

Для первого эксперимента, выполненного при комнатной температуре, в смесях и исходных пробах определялось рН, плотность, содержание следующих ионов: натрий, кальций, магний, хлориды, сульфаты, карбонаты, гидрокарбонаты. Визуально фиксировалось выпадение осадка.

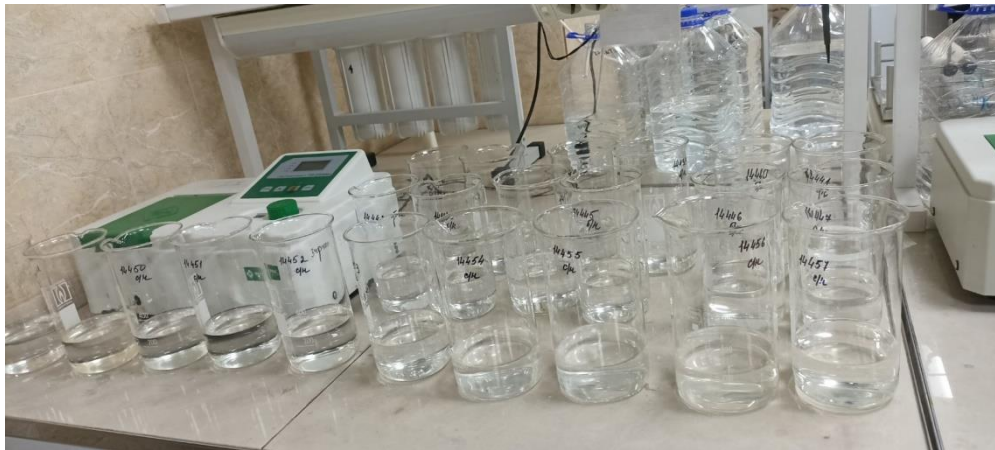


Рисунок 3.3 – Подготовленные смеси проб воды

Для второго эксперимента полученные смеси и исходные пробы (всего 11) нагреты на водяной бане до заданной температуры ($+85\text{ }^{\circ}\text{C}$), выдерживались в течение 30 мин, извлекались и доводились до комнатной температуры. В смесях также определялось рН, плотность, содержание следующих ионов: натрий, кальций, магний, хлориды, сульфаты, карбонаты, гидрокарбонаты. Визуально фиксировалось выпадение осадка. Образцы типа 0:10 и 10:0 это исходные пробы, но нагретые наряду с остальными смесями до указанной температуры с целью определения влияния нагрева на исходные пробы.

Содержание натрия, кальция, магния, сульфатов определялось методом ионной хроматографии. Содержание карбонатов, гидрокарбонатов и хлоридов определялось титриметрически. Определение рН выполнено потенциометрическим методом. Взвешанные вещества определялись в смесях гравиметрическим методом.

При интерпретации результатов исследований следует учитывать, что все испытания проводились при атмосферном давлении.

По данным лабораторных анализов исходных проб пластовой и закачиваемой воды в работе выполнена оценка химической совместимости закачиваемых вод с водами нефтепродуктивных отложений методом термодинамического моделирования физико-химических процессов в смешиваемых водах в соответствии с ОСТом 39-229-89 «Вода для

заводнения нефтяных пластов. Определение совместимости закачиваемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом» с использованием программы «РОСА», методом Стиффа-Девиса и по методике Дебая-Гюккеля.

В основу методики в соответствии (по ОСТ 39-229-89) положена зависимость растворимости солей кальция и магния в многокомпонентных смесях от температуры, давления и газонасыщенности вод. Метод Стиффа-Девиса основан на возможности осаждения карбоната кальция путем сравнения фактического рН с расчетным значением рН_s при насыщении данной воды карбонатом кальция [81, 235].

В работе также использована методика Дебая-Гюккеля, применяемая при прогнозировании выпадения карбоната кальция на участках обводнения залежей нефти, основанная на теории ионного строения раствора.

Насыщенность вод карбонатом кальция определялась путем вычисления индекса неравновесности с CaCO_3 .

3.3.2. Результаты исследования и их обсуждение

Результаты сопутствующих лабораторных измерений для опытов без нагревания и с нагреванием исходных проб и их смесей представлены в таблицах 3.2, 3.3.

По данным лабораторных исследований построены графики зависимости определяемых показателей от доли закачиваемой воды в смесях №№14436+14437 (без нагрева) и смесях №№14447+14448 (с нагревом) (Рисунок 3.4).

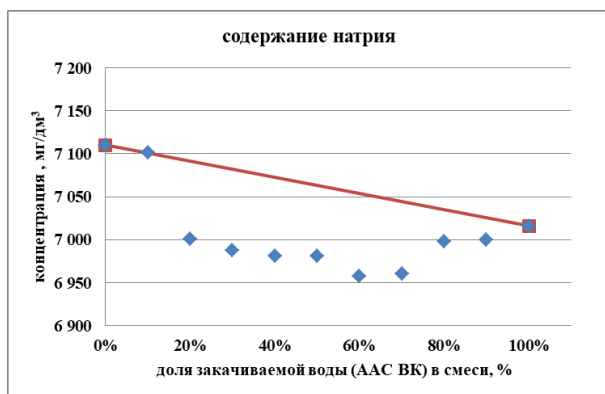
При визуальном осмотре смесей без нагревания (№№14436+14437) и после нагревания (№№14447+14448) выпадение осадка не наблюдалось. В исходных пробах, подвергшихся нагреванию, осадок также не наблюдался.

Таблица 3.2 – Результаты измерений в пробах №№14436, 14437 и их смесях (без нагрева)

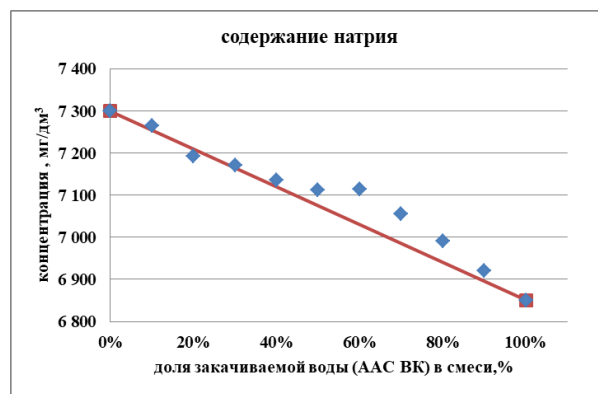
№ пробы	Наименование пробы	Пропорция, %	pH	Na ⁺ , мг/дм ³	Mg ²⁺ , мг/дм ³	Ca ²⁺ , мг/дм ³	HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	SO ₄ ²⁻ , мг/дм ³	CO ₃ ²⁻ , мг/дм ³	Cl ⁻ , мг/дм ³	Минерализация (расчет), г/дм ³
14436	Восточно-Янчинское м-е, куст 80 скв.1В		8.0	7016	87	371	140	<12,5	18	11964	19.6
14437	м-е им.Малыка куст 1 скв.114р		6.9	7110	69	750	140	<12,5	<2,0	12851	20.9
14438	смесь проб 14436+14437	10:90	7.2	7101	73	719	143	<12,5	<2,0	12762	20.8
14439	смесь проб 14436+14437	20:80	7.8	7001	74	673	146	<12,5	<2,0	12585	20.5
14440	смесь проб 14436+14437	30:70	8.4	6988	73	645	149	<12,5	15	12496	20.4
14441	смесь проб 14436+14437	40:60	7.9	6981	79	600	156	<12,5	12	12408	20.2
14442	смесь проб 14436+14437	50:50	7.9	6981	84	571	170	<12,5	12.6	12319	20.1
14443	смесь проб 14436+14437	60:40	7.9	6958	79	546	153	<12,5	18	12230	20.0
14444	смесь проб 14436+14437	70:30	8.0	6960	87	500	168	<12,5	21	12142	19.9
14445	смесь проб 14436+14437	80:20	8.0	6998	92	452	171	<12,5	30	12053	19.8
14446	смесь проб 14436+14437	90:10	8.1	7000	92	423	177	<12,5	30	12053	19.8

Таблица 3.3 – Результаты измерений в пробах №№14447, 14448 и их смесях (с нагревом до +85 °С)

№ пробы	Наименование пробы	Пропорция, %	pH	Na ⁺ , мг/дм ³	Mg ²⁺ , мг/дм ³	Ca ²⁺ , мг/дм ³	HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	SO ₄ ²⁻ , мг/дм ³	CO ₃ ²⁻ , мг/дм ³	Cl ⁻ , мг/дм ³	Минерализация (расчет), г/дм ³
14447	Восточно-Янчинское м-е, куст 80 скв.1В		8	6850	94	372	165	<12,5	36	11964	19.5
14448	м-е им.Малыка куст 1 скв.114р		7.6	7300	78	797	165	<12,5	<2,0	13117	21.5
14449	смесь проб 14447+14448	10:90	7.8	7264	77	788	140	<12,5	<2,0	13205	21.5
14450	смесь проб 14447+14448	20:80	8.2	7193	81	716	122	<12,5	24	12408	20.5
14451	смесь проб 14447+14448	30:70	8.0	7170	79	686	146	<12,5	18	12673	20.8
14452	смесь проб 14447+14448	40:60	8.1	7135	81	637	128	<12,5	18	12585	20.6
14453	смесь проб 14447+14448	50:50	8.1	7112	84	617	140	<12,5	24	12585	20.6
14454	смесь проб 14447+14448	60:40	8.3	7115	91	591	140	<12,5	30	12673	20.6
14455	смесь проб 14447+14448	70:30	8.3	7056	92	549	140	<12,5	42	12762	20.6
14456	смесь проб 14447+14448	80:20	8.3	6991	93	479	134	<12,5	36	12496	20.2
14457	смесь проб 14447+14448	90:10	8.3	6920	94	441	134	<12,5	48	12408	20.0

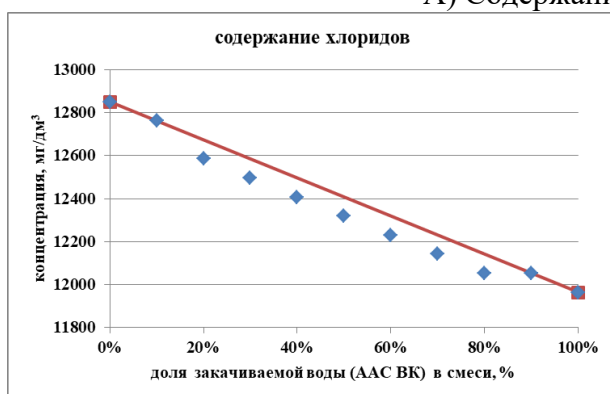


смесь проб №№14436+14437

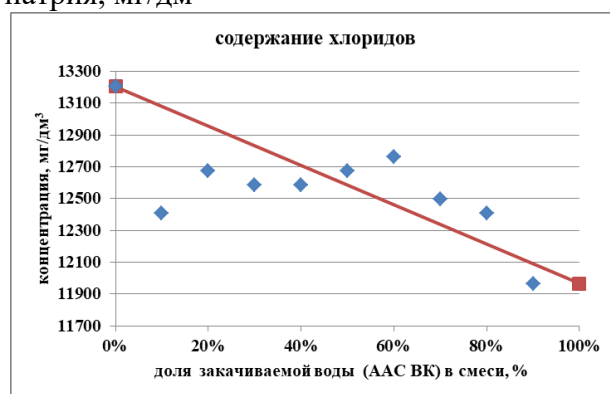


смесь проб №№14447+14448

А) Содержание натрия, мг/дм³

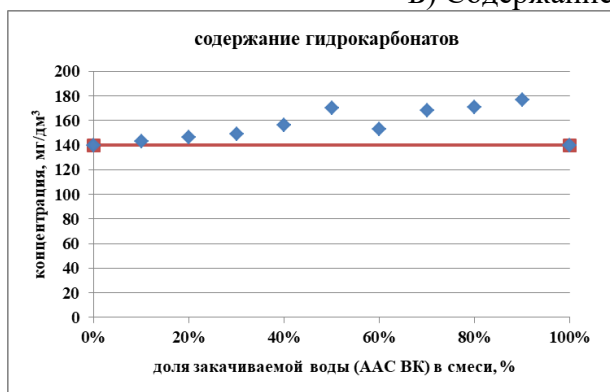


смесь проб №№14436+14437



смесь проб №№14447+14448

Б) Содержание хлоридов, мг/дм³

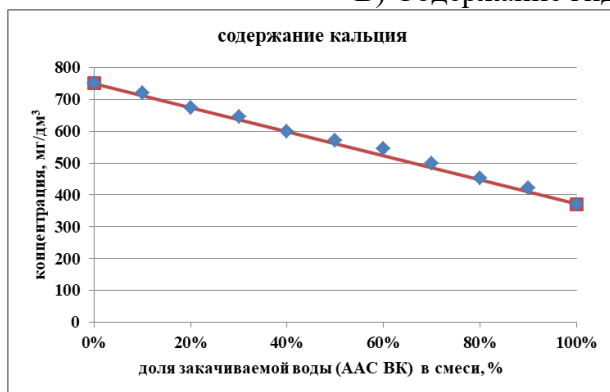


смесь проб №№14436+14437

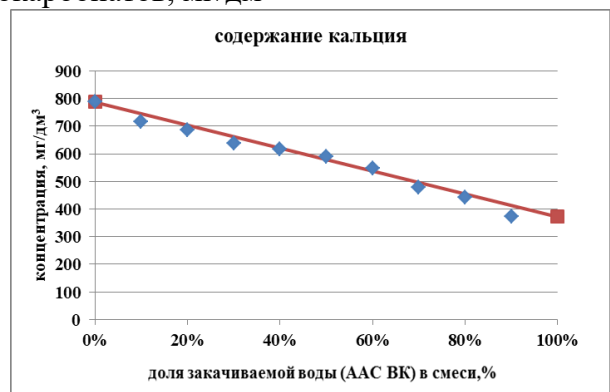


смесь проб №№14447+14448

В) Содержание гидрокарбонатов, мг/дм³

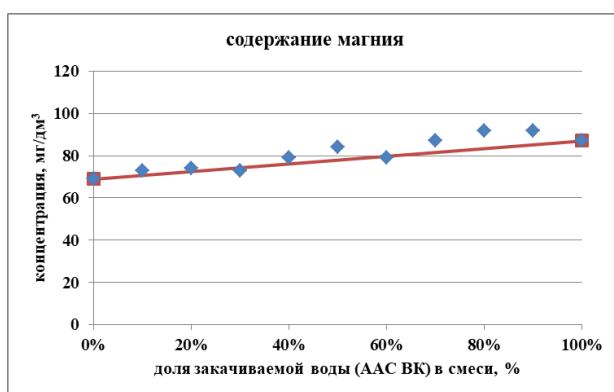


смесь проб №№14436+14437

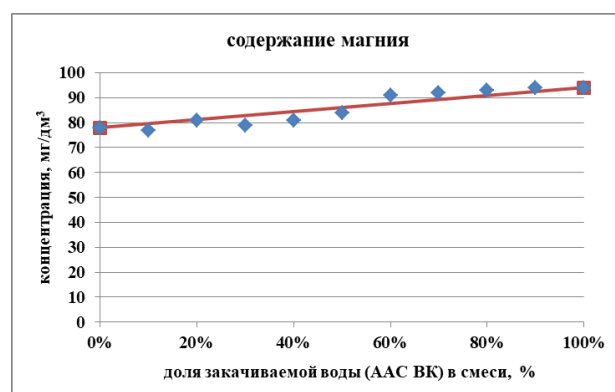


смесь проб №№14447+14448

Г) Содержание кальция, мг/дм³

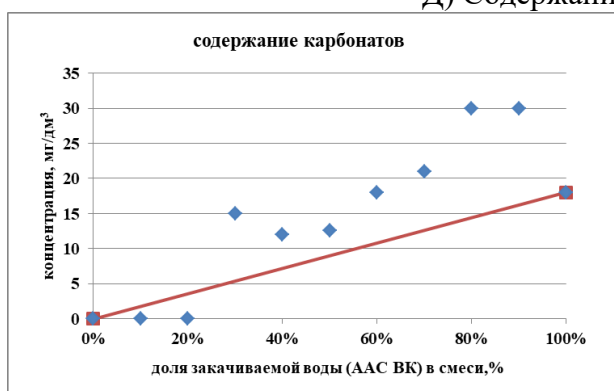


смесь проб №№14436+14437

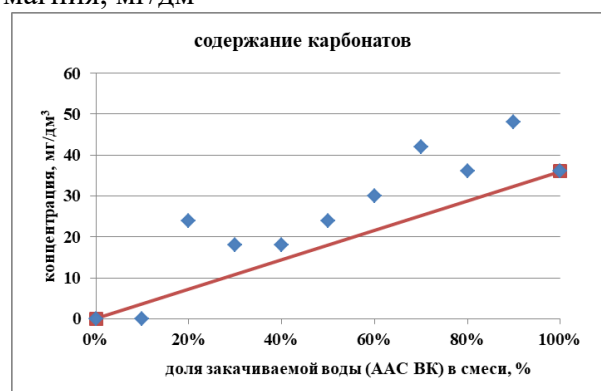


смесь проб №№14447+14448

Д) Содержание магния, мг/дм³

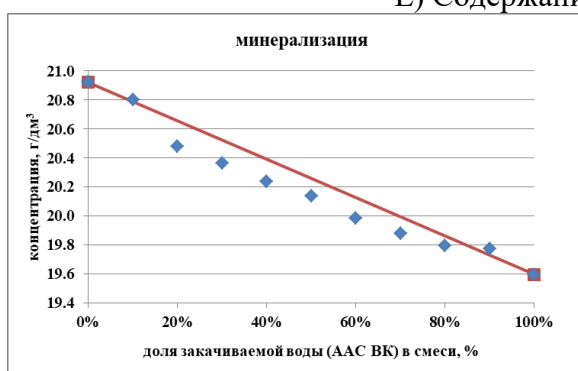


смесь проб №№14436+14437

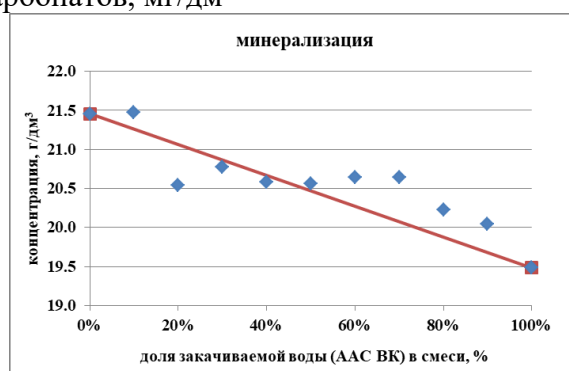


смесь проб №№14447+14448

Е) Содержание карбонатов, мг/дм³



смесь проб №№14436+14437



смесь проб №№14447+14448

Ж) Минерализация, г/дм³

Рисунок 3.4 – Графики зависимости определяемых показателей от доли закачиваемой воды в смесях (А – натрий, Б – хлор, В – гидрокарбонат, Г – кальций, Д – кальций, Е – карбонаты, Ж – минерализация)

В целом, содержание кальция, гидрокарбонатов и магния закономерно меняется в смесях согласно их содержаниям в исходных пробах (Рисунок 3.4). Все значения концентраций в смесях в основном удовлетворяют линейному тренду, построенному по значениям концентраций в исходных пробах. Нагревание исходных проб не влияет на

содержание этих показателей (концентрации натрия, хлоридов и гидрокарбонатов в прогретых и не прогретых пробах одинаковы). Концентрации натрия в смесях вод без нагревания отличаются уменьшением относительно линии тренда исходных проб. При нагревании смесей наблюдается практически четкая закономерность изменения содержания натрия. Однако следует отметить некоторые отклонения от линии тренда концентраций хлоридов в смесях, подвергшихся нагреванию, что может быть объяснено методикой определения, дающей около 10% погрешности измерений. Погрешность лабораторных измерений по натрию составляет около 7%. Концентрации гидрокарбонатов при нагревании также имеют небольшую тенденцию к уменьшению относительно линии тренда. Однако все отклонения находятся в пределах погрешности измерения и носят, вероятно, случайный характер.

Незначительные колебания содержания магния в смесях (аналогичны в опытах с нагреванием и без) относительно линейного тренда обусловлены его низкими концентрациями, относительно высокой погрешностью измерения (20%) в этом диапазоне. Содержание кальция – отмечается отклонение (занижение) концентраций в смесях от их исходных значений. При добавлении в пластовую воду неокомского ВК воды ААС ВК содержание кальция снижается практически в два раза (от 719 до 423 мг/дм³ в смесях без нагрева, и от 788 до 441 мг/дм³ в смесях с нагреванием), независимо от температурных условий эксперимента.

Характер снижения, вероятно, связан с содержанием гидрокарбонатов в пробах смешиваемых вод. При добавлении 10% апт-сеноманской воды содержание кальция падает и при дальнейшем разбавлении стремится к содержанию кальция в пробе закачиваемой воды.

Связь отклонения содержания в смесях кальция с содержанием гидрокарбонатов будет очевидной, если рассмотреть более детально отклонение содержания гидрокарбонатов в смешанных пробах. Тренд построен по значениям концентраций в исходных непрогретых пробах.

Разница между ним и лабораторно измеренным содержанием кальция и гидрокарбонатов в каждой точке смешения показана на рисунке 3.5 (а, б).

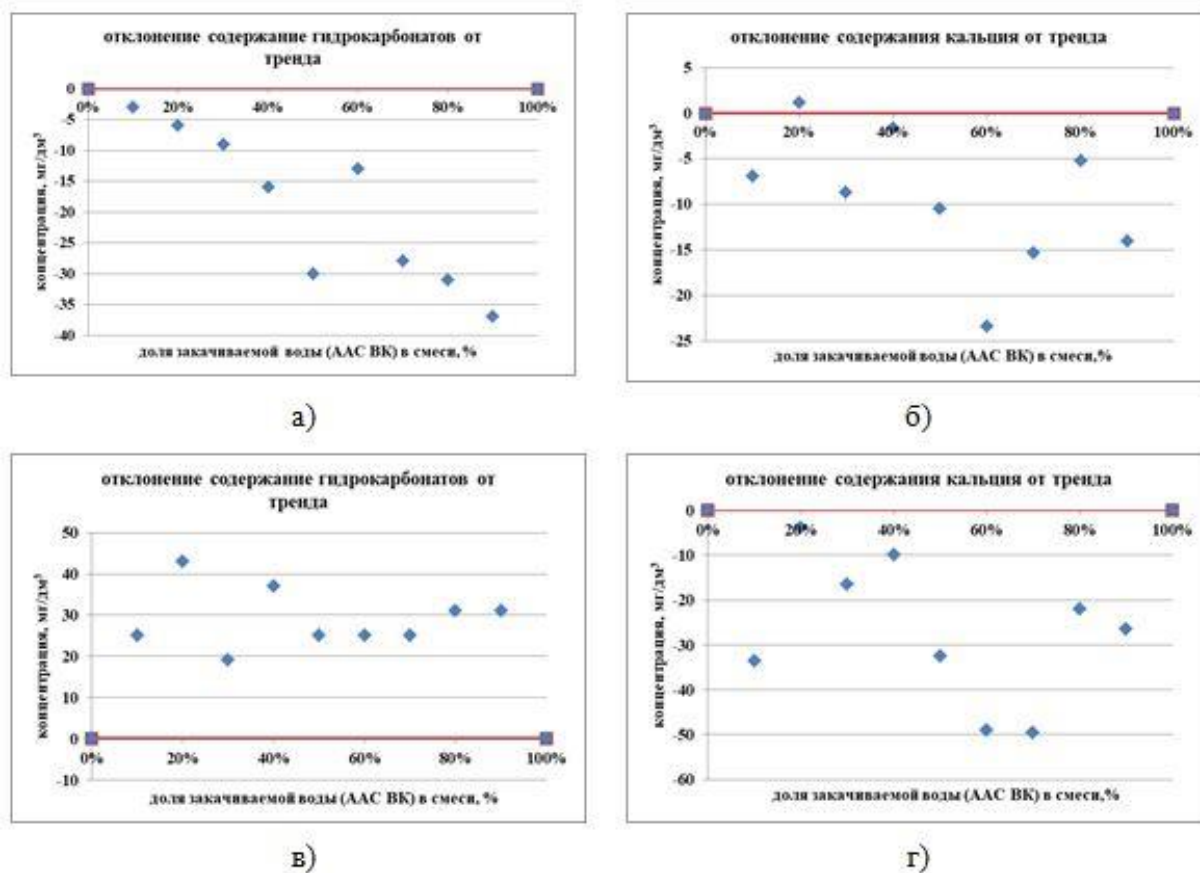


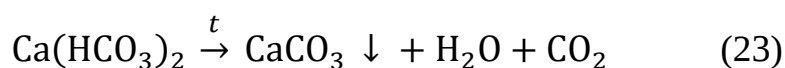
Рисунок 3.5 – Отклонения от линейного тренда содержания:

а) гидрокарбонатов (без нагрева), б) кальция (без нагрева),

в) гидрокарбонатов ($t=+85^{\circ}\text{C}$), г) кальция ($t=+85^{\circ}\text{C}$)

Как видим, с увеличением доли пластовой воды в смеси наблюдается некоторая тенденция роста «недостатка» и кальция, и гидрокарбонатов. Таким образом, при смешении исходных проб, исходя из их концентраций, можно ожидать более высокое содержание кальция и гидрокарбонатов в смесях.

Известно, что все гидрокарбонаты в воде растворимы [83]. Гидрокарбонат кальция обуславливает временную жесткость воды. При нагревании раствора гидрокарбоната кальция он разлагается:



В исходной пластовой воде при нагревании выпадение осадка визуально не фиксировалось, соответственно не фиксируется лабораторным путем снижение содержания кальция и гидрокарбонатов. Вероятно, причиной этому является то, что эта вода уже была изначально нагретой до указанной температуры и содержание гидрокарбоната кальция является равновесным. В растворенном виде гидрокарбонаты удерживаются благодаря наличию свободной углекислоты. Для поддержания углекислотного равновесия в более соленой воде требуется меньшее количество свободной углекислоты.

Описанный эффект отчетливо виден в смесях проб с нагревом (рисунок 3.5 (в, г)), где пластовые воды характеризуются высоким содержанием гидрокарбоната. Однако содержание кальция в смесях невелико, поэтому выпадение осадка незначительно.

На рисунке 3.6, построенном на данных основных макрокомпонентов в исследуемых водах и их смесях, прослеживается спрямление линий графиков, что подтверждает отсутствие образования осадка.

Концентрации солеобразующих ионов в пластовых, закачиваемых водах и их смесях, определенные лабораторным путем, позволили выполнить термодинамические расчеты насыщенности пластовых вод относительно карбоната кальция по методике Дебая-Гюккеля. Результаты исследований и расчетов коэффициентов неравновесности приведены в таблице 3.4.

Проведенные расчеты карбонатных равновесий для исследуемых вод и их смесях по методике Дебая-Гюккеля, с применением лабораторных данных, показали перенасыщенность смешиваемых вод относительно карбоната кальция, индекс неравновесности характеризуется отрицательным значением (Таблица 3.4). Однако при смешении минерализованных пластовых и закачиваемых вод степень насыщения находится в пределах близких значений, что свидетельствует о равновесном состоянии системы.

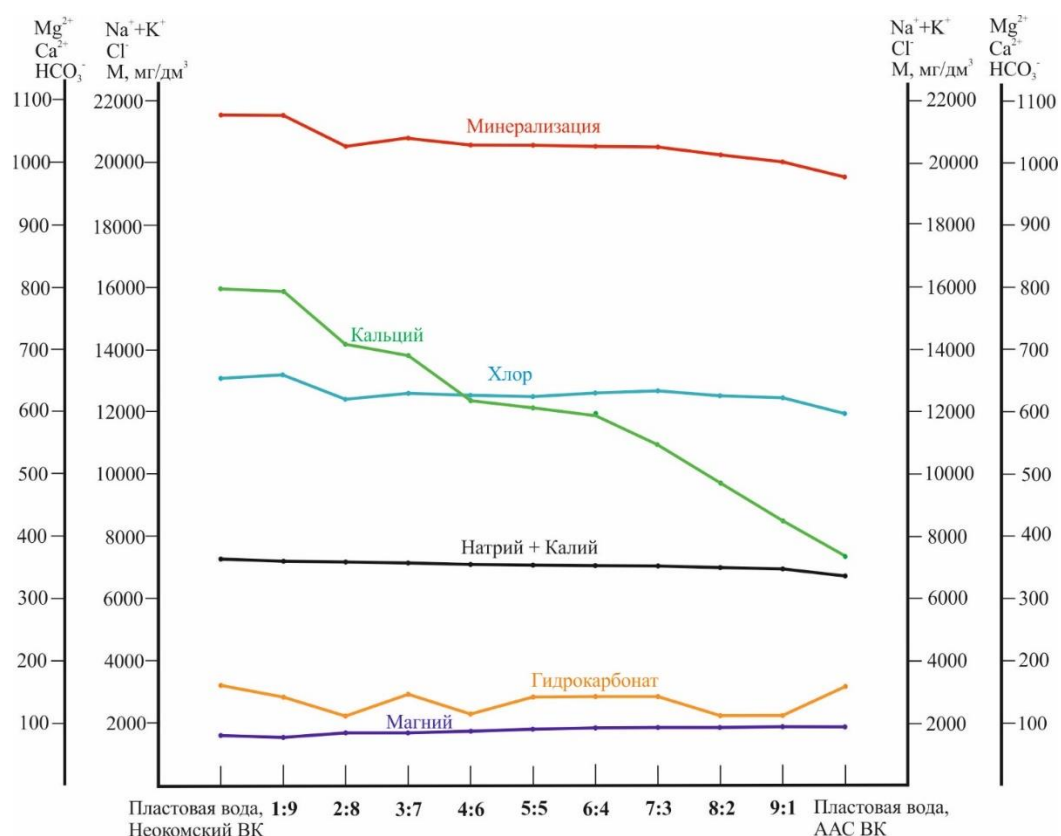


Рисунок 3.6 – Графики смешения пластовых вод неокомского и апт-альб-сеноманского водоносных комплексов при температуре +85°C

Таблица 3.4 – Расчеты совместимости пластовых и закачиваемых вод по методу Дебая-Гюккеля (при $t=+85^{\circ}\text{C}$)

Наименование пробы / Пропорция, %	pH	Na^+ , мг/дм ³	Mg^{2+} , мг/дм ³	Ca^{2+} , мг/дм ³	HCO_3^- , мг/дм ³	SO_4^{2-} , мг/дм ³	CO_3^{2-} , мг/дм ³	Cl^- , мг/дм ³	Минера- лизация (расчет), г/дм ³	Индекс неравно- весности
Пластовая вода	7.6	7300	78	797	165	<12,5	<2,0	13117	21.5	-1.81
9:1	7.8	7264	77	788	140	<12,5	<2,0	13205	21.5	-1.94
8:2	8.2	7193	81	716	122	<12,5	24	12408	20.5	-2.24
7:3	8.0	7170	79	686	146	<12,5	18	12673	20.8	-2.10
6:4	8.1	7135	81	637	128	<12,5	18	12585	20.6	-2.11
5:5	8.1	7112	84	617	140	<12,5	24	12585	20.6	-2.14
4:6	8.3	7115	91	591	140	<12,5	30	12673	20.6	-2.32
3:7	8.3	7056	92	549	140	<12,5	42	12762	20.6	-2.29
2:8	8.3	6991	93	479	134	<12,5	36	12496	20.2	-2.21
1:9	8.3	6920	94	441	134	<12,5	48	12408	20.0	-2.18
Закачиваемая вода	8.0	6850	94	372	165	<12,5	36	11964	19.5	-1.90

Выполненные расчеты по методике Стиффа-Девиса (Таблица 3.5) определили, что при $pH < pH_s$ индекс насыщения (IS) имеет отрицательные значения в неразбавленных пробах пластовой и закачиваемой воды. Это указывает на то, что вода имеет способность растворять дополнительное количество карбоната кальция. В таком случае индекс стабильности (JSt) изменяется в пределах 7,98-8,34 и соответствует стабильной или очень агрессивной воде, не образующей осадок. В анализируемых смесях вод при $pH > pH_s$ индекс насыщения (IS) характеризуется положительным значением, индекс стабильности изменяется от 7,48 до 7,88, что соответствует среднеагрессивной воде, не образующей осадок карбоната кальция [83].

Таблица 3.5 – Расчеты совместимости пластовых и закачиваемых вод по методу Стиффа-Девиса (при $t=+85^{\circ}C$)

Наименование пробы / Пропорция, %	pH	Минерализация (расчет), г/дм ³	Ионная сила раствора	Константа	pCa	pЩ	pH _s	JS	JSt
Пластовая вода	7.6	21.5	0.39	1.20	2.70	3.89	7.79	-0.19	7.98
9:1	7.8	21.5	0.37	1.20	2.68	3.88	7.76	0.04	7.72
8:2	8.2	20.5	0.37	1.19	2.88	3.92	7.99	0.21	7.78
7:3	8.0	20.8	0.37	1.19	2.71	3.89	7.79	0.21	7.58
6:4	8.1	20.6	0.37	1.19	2.78	3.9	7.87	0.23	7.64
5:5	8.1	20.6	0.37	1.19	2.8	3.88	7.87	0.23	7.64
4:6	8.3	20.6	0.37	1.19	2.82	3.88	7.89	0.41	7.48
3:7	8.3	20.6	0.36	1.19	2.89	3.88	7.96	0.34	7.62
2:8	8.3	20.2	0.35	1.18	2.99	3.88	8.05	0.25	7.8
1:9	8.3	20.0	0.34	1.16	3.05	3.88	8.09	0.21	7.88
Закачиваемая вода	8.0	19.5	0.39	1.15	3.12	3.9	8.17	-0.17	8.34

В процессе смешения вод одного генетического типа наблюдается постепенное уменьшение давления насыщения CO₂, значений минерализации, количества ионов кальция и магния (Таблица 3.6).

Таблица 3.6 – Результаты определения возможности карбонатного осадкообразования при смешении вод агента нагнетания и пластовых вод нефтепродуктивных отложений (давление 257 атм, $t=+85^{\circ}\text{C}$)

Доля воды в смеси, %		Содержание осадкообразующих компонентов, г/дм ³			Степень насыщения	Осадок, г/дм ³	Минерализация, г/дм ³	Давление насыщения CO ₂ , атм
Пластовая неокомского ВК	Закачиваемая ААС ВК	Са	Mg	Карб. щелоч.				
100	0	0.750	0.069	0.140	0.999	0.000	20.92	0.991
80	20	0.674	0.073	0.147	1.123	0.013	20.66	0.795
60	40	0.598	0.076	0.155	1.288	0.029	20.40	0.599
50	50	0.560	0.078	0.158	1.400	0.037	20.27	0.500
30	70	0.485	0.082	0.165	1.751	0.059	20.01	0.304
10	90	0.409	0.085	0.173	2.798	0.092	19.75	0.108
0	100	0.371	0.087	0.176	8.787	0.129	19.62	0.010

Расчеты, выполненные в программе «РОСА» [190] по регламентированной методике ОСТа 39-229-89, прогнозируют некоторое увеличение количества осадка кальцита по мере увеличения доли агента нагнетания, но не более 92,0 мг/дм³ при условии соотношения 1:9 пластовой и закачиваемой воды в смеси. По мере продвижения агента нагнетания по пласту возможно постепенное его растворение. По расчетным данным закачиваемая вода не стабильна в термобарических условиях продуктивных нефтяных пластов и может выделять осадок кальцита в прифильтровой зоне пласта до 129,0 мг/дм³.

Выводы

По результатам определения возможности карбонатного осадкообразования при смешении пластовых вод неокомского комплекса и закачиваемой воды из апт-альб-сеноманского комплекса выпадение кальцитов в лабораторных условиях не наблюдалось, вероятно, при смешении вод физико-химические процессы не будут оказывать существенного влияния на фильтрационные свойства пласта-коллектора.

Проведенные по данным лабораторных анализов расчеты моделирования совместимости закачиваемых и пластовых вод показали, что смешиваемые воды по степени насыщения находятся в пределах близких

значений, что свидетельствует о равновесном состоянии системы, соответствующей среднеагрессивной среде, не образующей осадок карбоната кальция. Прогноз осадкообразования кальцита по регламентированной методике отраслевого стандарта в смешиваемых водах неокомского и апт-альб-сеноманского комплексов предполагает незначительно количество осадка кальцита.

В целом, на месторождениях углеводородов в Западной Сибири пластовые воды продуктивных отложений и закачиваемых воды совместимы. Однако, точность проведенной оценки не позволяет учесть всех условий, которые могут возникнуть в пластовых условиях (температурные условия насосного оборудования, химических условий, формирующих центры кристаллизации, литологический состав пород-коллекторов и т.д.). Для предотвращения и корректировки негативных последствий при добыче нефти с применением системы заводнения пласта важен регулярный контроль физико-химических и термобарических условий подземных вод.

3.4. Результаты обобщения оценки совместимости пластовых и закачиваемых вод по ретроспективным материалам

Автором обобщены результаты многолетних исследований, выполненных на обширной территории Западно-Сибирского мегабассейна в рамках отчетов по оценке запасов подземных вод с целью их использования в системах поддержания пластового давления залежей нефтяных месторождений, а также в рамках гидрогеологического обоснования размещения излишков попутно-добываемых вод в поглощающий горизонт [175]. Используемые методы (программа «РОСА», Таранов и др.) и полученные данные по оценке совместимости пластовых и закачиваемых флюидов признаны государственной комиссией по запасам достоверными.

Сводные данные по результатам моделирования физико-химических

процессов при смешивании вод ААС ВК с пластовыми водами продуктивных отложений (неокомские, юрские) для целей ППД на месторождениях Западно-Сибирского мегабассейна (более 200 определений) при оценке максимального осадкообразования (в знаменателе) и доля полученного максимального осадка при соответствующем соотношении смесей (в числителе) представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Максимальное количество осадка при смешении вод ААС ВК с водами продуктивных горизонтов

НГО	Продуктивные горизонты	Соотношение агента нагнетания в смеси с пластовой водой					Кол-во определений
		9:1	7:3	5:5	4:6	2:8	
Надым-Пурская	неоком, юра	<u>90%</u> 12-151	<u>10%</u> 226	-	-	-	10
Пур-Тазовская	ААС, неоком	<u>100%</u> 47-320	-	-	-	-	7
Васюганская	неоком, юра-Pz	<u>96%</u> 7-231	-	-	<u>2%</u> 332	<u>2%</u> 170	26
Каймысовская	неоком, юра	<u>33%</u> 39	<u>33%</u> 358	-	<u>33%</u> 398	-	3
Красноленинская	ААС, неоком, юра	<u>23%</u> 6-314	<u>39%</u> 225-318	<u>15%</u> 250-284	<u>8%</u> 305	<u>15%</u> 290-363	13
Среднеобская	неоком, юра	<u>70%</u> 3-558	<u>11%</u> 301-322	<u>5%</u> 259-333	<u>11%</u> 118-423	<u>3%</u> 367-526	127
Фроловская	неоком, юра	<u>48%</u> 112-408	<u>26%</u> 117-344	<u>18%</u> 315-555	<u>4%</u> 68	<u>4%</u> 442	23
всего		<u>68%</u> 3-558	<u>13%</u> 301-358	<u>6%</u> 205-555	<u>9%</u> 118-423	<u>4%</u> 441-526	209

*) При соотношениях 8:2, 6:4, 3:7 и 1:9 максимальных значений осадка не прогнозируется

Согласно проанализированным данным, в 68% от всех проведенных определений вероятные максимальные значения выпадения кальцита в осадок (до 558 мг/дм³) прогнозируются для условий, когда доля закачиваемой воды в пласт-коллектор составляет 9:1, т.е. практически полностью заместит исходный пластовый флюид (Рисунок 3.7).

Приведенные средние данные по осадкообразованию в целом характерны для Среднеобской НГО, по которой выполнена преобладающая доля (127 определений) от общего количества исследований.

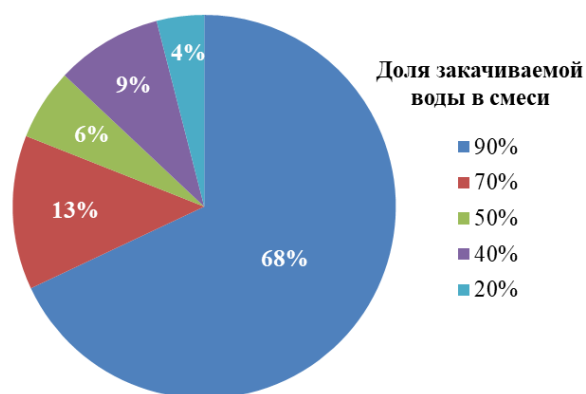


Рисунок 3.7 – Максимально возможное осадкообразование в зависимости от доли закачиваемых вод в смеси (по данным термодинамического моделирования)

Для Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО наблюдается значимое отличие в результатах. В преобладающей массе проведенных расчетов (90%) максимальные – до 151 мг/дм^3 , значения кальцита были получены при соотношении закачиваемой и пластовой воды 9:1 для Надым-Пурской НГО, до 320 мг/дм^3 – Пур-Тазовской НГО. Для Надым-Пурской НГО единичный случай максимального значения осадка карбоната кальция по расчетному моделированию (226 мг/дм^3) зафиксирован при соотношении 7:3.

На рисунке 3.8 представлены результаты термодинамического моделирования смешиваемых вод на месторождениях Западной Сибири. Следует отметить, что при построении графика, учитывались максимальные значения концентрации (в мг/дм^3) карбоната кальция, возможные в результате смешения закачиваемых вод с водами продуктивных отложений неокома и юры. Наиболее часто встречаемый вариант (более 30) в анализируемых данных – это отсутствие осадка при любом соотношении смешиваемых вод.

Сводные данные по результатам моделирования физико-химических процессов при смешивании попутных вод продуктивных отложений (неокомского и юрского комплексов) и очищенных хозяйственно-бытовых стоков с пластовыми водами ААС ВК на месторождениях

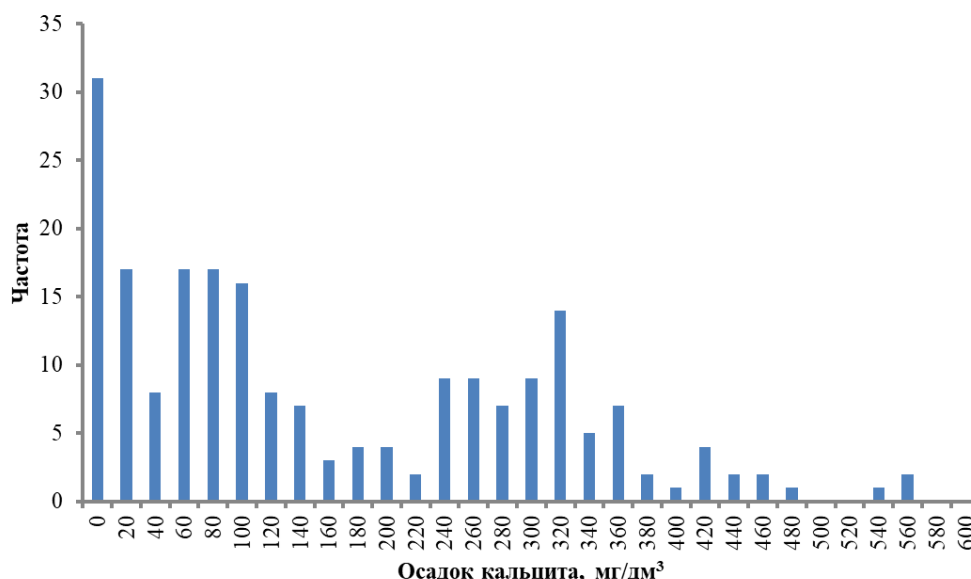


Рисунок 3.8 – Максимальное количество кальция, прогнозируемое при смешении пластовых вод продуктивных отложений с закачиваемыми водами

Западно-Сибирского мегабассейна представлены в таблице 3.8. Для данного вида недропользования проанализировано около 90 определений совместимости вод (Рисунок 3.9).

Таблица 3.8 – Максимальное количество осадка при смешении попутных и хозяйственно-бытовых вод с водами ААС ВК

НГО	Размещаемые воды в ААС ВК	Соотношение агента нагнетания в смеси с пластовой водой					Кол-во определений
		9:1	7:3	5:5	4:6	2:8	
Пур-Тазовская	хоз-быт. стоки	<u>67%</u> 0	<u>33%</u> 23				3
Надым-Пурская	хоз-быт. стоки	<u>100%</u> 0-66					2
Васюганская	неоком/юра	<u>100%</u> 53-411					13
Каймысовская	неоком/юра	<u>100%</u> 54-243					3
Красноленинская	ААС/юра	<u>17%</u> 70	<u>17%</u> 89	<u>49%</u> 145-255	<u>17%</u> 173		6
Среднеобская	неоком/юра	<u>87%</u> 22-627	<u>9%</u> 265-484	<u>4%</u> 369-486			46
Фроловская	неоком/юра	<u>38%</u> 181-456	<u>50%</u> 163-590			<u>12%</u> 157-208	16
всего		<u>74%</u> 0-627	<u>16%</u> 23-590	<u>6%</u> 145-486	<u>2%</u> 173	<u>2%</u> 157-208	89

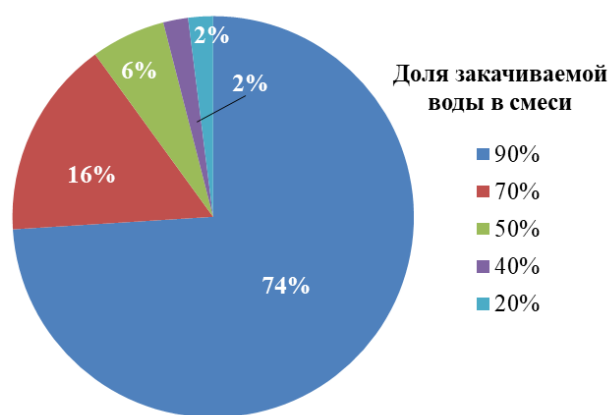


Рисунок 3.9 – Максимально возможное осадкообразование в зависимости от доли размещаемых попутных вод в смеси (по данным термодинамического моделирования)

Наиболее часто встречаемый вариант максимально возможного осадка карбоната кальция – до 265 мг/дм^3 . В единичных случаях прогнозировался максимальный осадок от 411 до 627 мг/дм^3 .

В целом по Западной Сибири получены схожие прогнозные данные карбонатного осадкообразования – в 74% определений совместимости вод максимальный осадок достигает 627 мг/дм^3 (Среднеобская НГО) при соотношении закачиваемой и пластовой воды 9:1. Но отмечается ряд особенностей.

По Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО максимальный осадок также прогнозируется при соотношении 9:1 закачиваемых и пластовых вод. Но количественные значения расчетного осадка кальцита существенно меньше – до 66 мг/дм^3 .

На рисунке 3.10 представлена частота встречаемости результатов термодинамического моделирования смешения попутно добываемых вод с пластовыми водами ААС ВК на месторождениях Западной Сибири. Наиболее часто встречаемый вариант (9) максимально возможного осаждения карбоната кальция в анализируемых данных – 80 мг/дм^3 . В единичных случаях прогнозировался максимальный осадок от 411 до 627 мг/дм^3 .

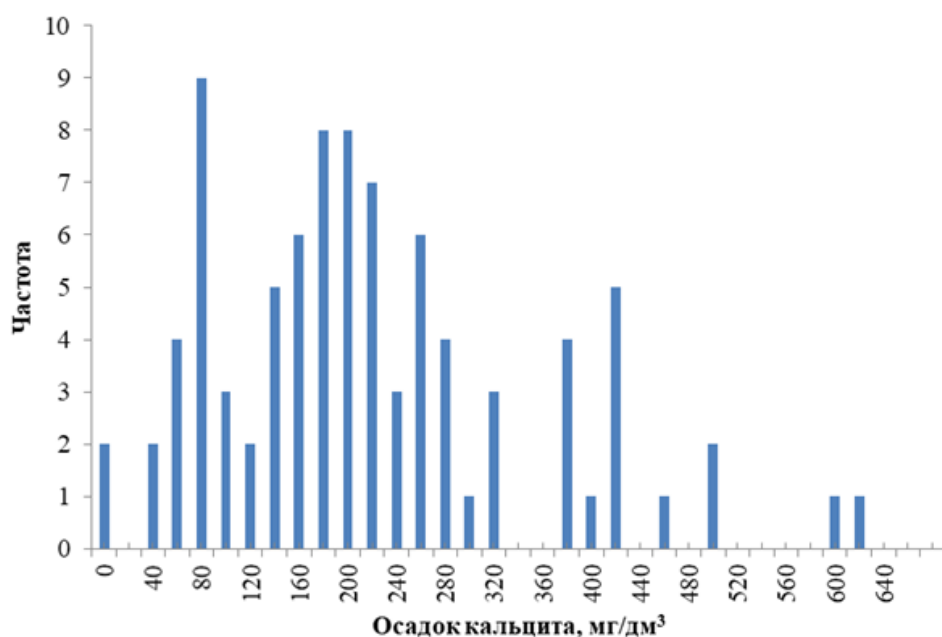
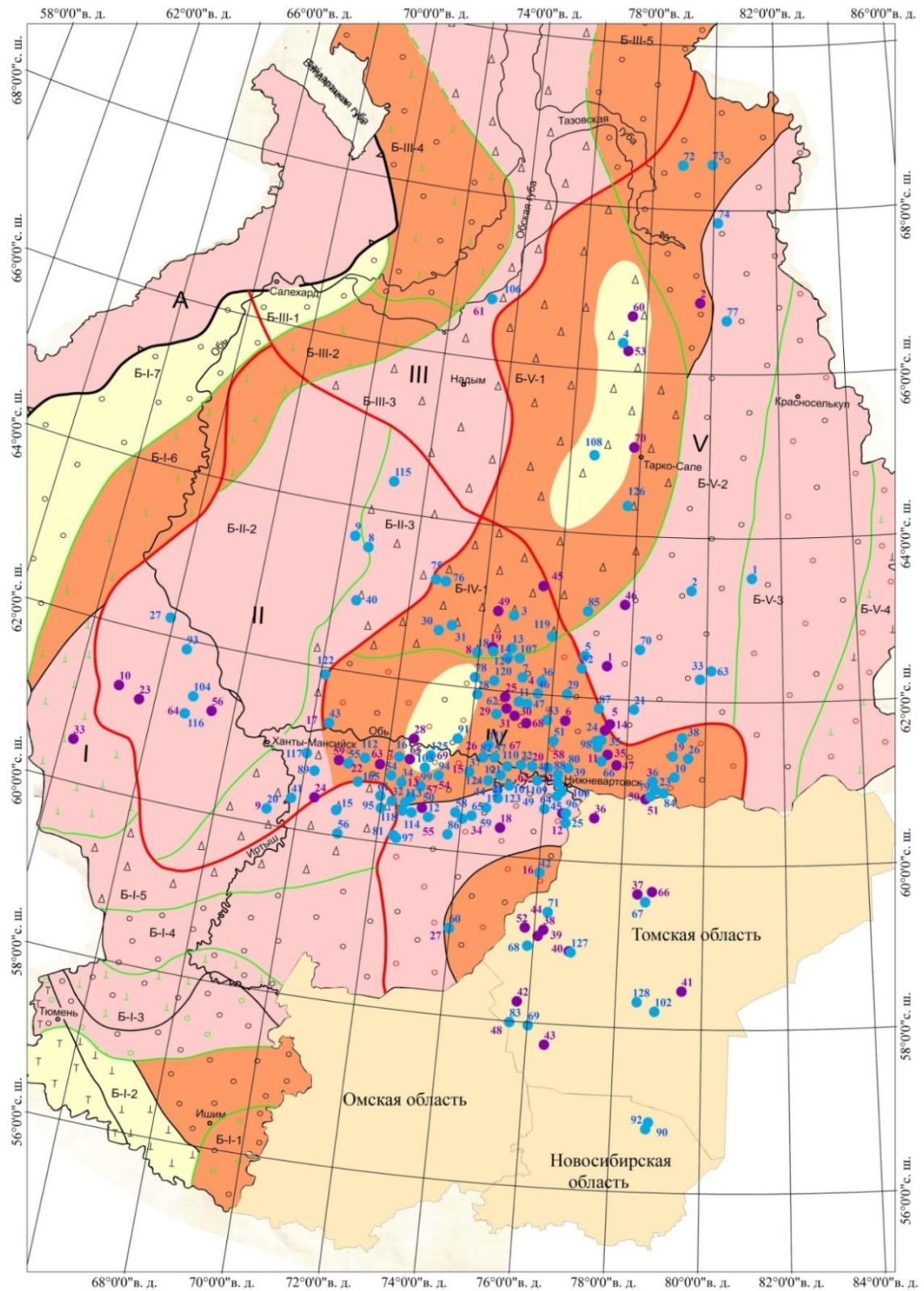


Рисунок 3.10 – Максимальное количество кальцита, прогнозируемое при смешении попутных вод продуктивных отложений с пластовыми водами ААС ВК

На картографической основе выполненного гидрогеологического районирования территории Тюменской области по условиям размещения излишков образующихся на промыслах вод (Красикова Г.А., 1994 г.), автором нанесены данные ретроспективной геологической информации (Таблицы 3.7-3.8), полученные при моделировании смешивания пластовых и закачиваемых вод (Рисунок 3.11). Необходимо пояснить, что в указанных таблицах представлено количество проведенных моделирований по месторождениям, вынесенным на карту, количество которых меньше.

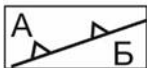
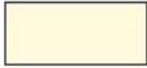
Таким образом, по результатам физико-химического моделирования установлено, что в подавляющем большинстве случаев наибольшие значения прогнозируемого образования карбоната кальция фиксируются при доле закачиваемой воды в пласте 9:1, как при взаимодействии пластовых и закачиваемых вод как в системах поддержания пластового давления (68% случаев), так и в пунктах размещения излишков попутно добываемых вод в



Масштаб 1:2 500 000

Рисунок 3.11 – Карта гидрогеологического районирования территории Тюменской области по условиям захоронения промышленных стоков (Красикова Г.А., 1994 г.) с дополнениями Сальниковой Ю.И. (2025 г.)

Условные обозначения к рисунку 3.11:

А	Область неблагоприятная для захоронений промышленных стоков;
Б	Область благоприятная для захоронений промышленных стоков;
	граница областей;
	границы зон благоприятных для захоронения промышленных стоков и их номера (зоны выделены по различным типам гидрогеологических разрезов);
Зона I	Основной пласт-коллектор - верхне-альбско-сеноманская водонапорная толща (уватская свита);
Зона II	Основной пласт-коллектор - верхне-аптско-нижнеальбская водонапорная толща (викуловская свита);
Зона III	Основной пласт-коллектор - верхне-готеривско-нижнеальбская водонапорная толща (танопчинская свита);
Зона IV	Основной пласт-коллектор - валанжин-готерив-барремская водонапорная толща (вартовская свита);
Зона V	Основной пласт-коллектор - валанжин-сеноманская водонапорная толща (верхняя часть усть-тазовской серии, отвечающая сеноманскому ярусу);
	Границы районов (районы выделены по различному количеству потенциальных пластов-коллекторов);
	Границы участков (участки выделены по различным значениям проницаемости пластов-коллекторов).
Проницаемость пород, мД	
1. Апт-сеноманский водонапорный подкомплекс (верхнеальбско-сеноманская, верхнеаптско-нижнеальбская водонапорная толща)	
	> 1000
	500-1000
	100-500
2. Неокомский и юрский водонапорные подкомплексы (готерив-барремская, валанжинская, юрская водонапорные толщи. Соответствующие цвета крапа - черный, красный, зеленый)	
	> 1000
	500-1000
	100-500
	100-500
	неупорядоченная, преимущественно низкая (10-100);
	данные совместимости пластовых вод ААС ВК с попутными водами продуктивных отложений (утилизация), номер месторождения;
	данные совместимости пластовых вод ААС ВК с водами продуктивных отложений (система ППД), номер месторождения.

Список месторождений к рисунку 3.11

Условный номер	Название месторождения с организованной системой ППД	Условный номер	Название месторождения с организованной системой ППД	Условный номер	Название месторождения с организованным полигоном закладки
1	ВОРГЕНСКОЕ	66	СОРОМИНСКОЕ	1	СЕВЕРО-ВАРЬЕГАНСКОЕ
2	РАВНИННОЕ	67	ЧКАЛОВСКОЕ	2	ЗАПОЛЯРНОЕ
3	ОТДЕЛЬНОЕ	68	ПЕРВОМАЙСКОЕ	3	АРИГОЛЬСКОЕ
4	УРЕНГОЙСКОЕ	69	ТАГАЙСКОЕ	4	ВАТЬЕГАНСКОЕ
5	ВАЛЮНИНСКОЕ	70	ТАГРИНСКОЕ	5	ГУНЬЕГАНСКОЕ
6	АРИГОЛЬСКОЕ	71	ОЛЕНЬЕ	6	ЕГУРЬЯХСКОЕ
7	ВАТЬЕГАНСКОЕ	72	ЗАПАДНО-МЕССОЯХСКОЕ	7	ЗАПАДНО-УСТЬ-БАЛЫКСКОЕ
8	ВЕРХНЕКАЗЫМСКОЕ	73	ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОЕ	8	КОГАЛЫМСКОЕ
9	ИМ.И.Н.ЛОГАЧЕВА	74	ПЯКЯХИНСКОЕ	9	КОНДИНСКОЕ
10	КОШИЛЬСКОЕ	75	ВОСТОЧНО-ПЕРЕВАЛЬНОЕ	10	ЛОВИНСКОЕ
11	МИШАЕВСКОЕ	76	ВЕРХЕНАДЫМСКОЕ	11	МЫХЛОРСКОЕ
12	ВСТРЕЧНОЕ	77	РУССКОЕ	12	ПОЛУДЕННОЕ
13	ГРИБНОЕ	78	ВОСТОЧНО-ИКИЛОРСКОЕ	13	ТЕПЛОВСКОЕ
14	ДРУЖНОЕ	79	ВОСТОЧНО-ОХТЕУРСКОЕ	14	ТЮМЕНСКОЕ
15	ЗАПАДНО-САЛЫМСКОЕ	80	САМОТЛОРСКОЕ	15	ФАИНСКОЕ
16	ЗАПАДНО-УСТЬ-БАЛЫКСКОЕ	81	КУЗОВАТКИНСКОЕ	16	ЧИСТИННОЕ
17	КИНЯМИНСКОЕ	82	ЗАПАДНО-ПОКАМАСОВСКОЕ	17	ПРИБОБСКОЕ
18	КОГАЛЫМСКОЕ	83	КРАПИВИНСКОЕ	18	ЮЖНО-КИНЯМИНСКОЕ
19	КОЛИК-ЕГАНСКОЕ	84	ВАХСКОЕ	19	ЮЖНО-ЯГУНСКОЕ
20	КОНДИНСКОЕ	85	ВЫНГАПУРОВСКОЕ	20	СЕВЕРО-ПОКУРСКОЕ
21	НОВО-АГАНСКОЕ	86	УНТЫГЕЙСКОЕ	21	КЕТОВСКОЕ
22	ЛУГОВОЕ	87	ВАН-ЕГАНСКОЕ	22	ПРАВДИНСКОЕ
23	МАКСИМКИНСКОЕ	88	ВАТИНСКОЕ	23	ПОТАНАЙ-КАРТОПЫНСКОЕ
24	МАЛОЧЕРНОГОРСКОЕ	89	ВЕРХНЕСАПШИНСКОЕ	24	НИЖНЕСАПШИНСКОЕ
25	МОХТИКОВСКОЕ	90	ВЕРХ-ТАРСКОЕ	25	ВОСТ-ПРИДОРЖНОЕ
26	ПЕРМЯКОВСКОЕ	91	ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОЕ	26	ПОКАМАСОВСКОЕ
27	ПЕСЧАНОЕ	92	ВОСТОЧНО-ТАРСКОЕ	27	ТАЙЛАКОВСКОЕ
28	РАВЕНСКОЕ	93	ЕМ-ЕГОВСКОЕ+ПАЛЪЯНОВСКОЕ	28	СОЛКИНСКОЕ
29	РОСЛАВЛЬСКОЕ	94	ЗАПАДНО-АСОМКИНСКОЕ	29	КЕЧИМОВСКОЕ
30	СЕВЕРО-КОНИТЛОРСКОЕ	95	ЗАПАДНО-МАЛОБАЛЫКСКОЕ	30	ПОКАЧЕВСКОЕ
31	СЕВЕРО-КОЧЕВСКОЕ	96	ЗАПАДНО-ПОЛУДЕННОЕ	31	КЛЮЧЕВОЕ
32	МАЛОБАЛЫКСКОЕ	97	ИМ. О.А. МОСКОВЦЕВА	32	ОРЕХОВО-ЕРМАКОВСКОЕ
33	СУСЛИКОВСКОЕ	98	КЫСОМСКОЕ	33	УЗБЕКСКОЕ
34	ТЕПЛОВСКОЕ	99	МАМОНТОВСКОЕ	34	УГУТСКОЕ
35	УЗУНСКОЕ	100	МЕГИОНСКОЕ	35	СОРОМИНСКОЕ
36	УСТЬ-КОТУХТИНСКОЕ	101	МЫХПАЙСКОЕ	36	МАЛОРЕЧЕНСКОЕ
37	ФАИНСКОЕ	102	НИЖНЕЛУГИНЕЦКОЕ	37	ЧКАЛОВСКОЕ
38	ХОХРЯКОВСКОЕ	103	ОМБИНСКОЕ	38	КАТЫЛЬГИНСКОЕ
39	ЧЕХЛОНЕЙСКОЕ	104	ПОТТЫМСКО-ИНГИНСКОЕ	39	ЗАПАДНО-КАТЫЛЬГИНСКОЕ
40	ЖУМАЖАНОВСКОЕ	105	САЛЫМСКИЙ (ЛЕМПИНСКАЯ)	40	ЮЖНО-ЧЕРЕМШАНСКОЕ
41	ЧАПРОВСКОЕ	106	САНДИБИНСКОЕ	41	СОБОЛИНОЕ
42	ЧИСТИННОЕ	107	СВОБОДНОЕ	42	ДВУРЕЧЕНСКОЕ
43	ПРИБОБСКОЕ	108	СЕВЕРО-ГУБКИНСКОЕ+ПРИСКЛОН	43	ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОЕ
44	ОСТРОВНОЕ	109	СЕВЕРО-ОРЕХОВСКОЕ	44	ОЛЕНЬЕ
45	ЮЖНОЕ	110	СЕВЕРО-ОСТРОВНОЕ	45	СПОРЫШЕВСКОЕ
46	ЗАПАДНО-МОГУТЛОРСКОЕ	111	СЕВЕРО-ПОКАМАСОВСКОЕ	46	ЯРАЙНЕРСКОЕ
47	СЕВЕРО-ПОКАЧЕВСКОЕ	112	СЕВЕРО-САЛЫМСКОЕ	47	ЕРШОВОЕ
48	СЕВЕРО-ПОКУРСКОЕ	113	СРЕДНЕБАЛЫКСКОЕ ОСН ЧАСТЬ	48	КРАПИВИНСКОЕ
49	КЕТОВСКОЕ	114	СРЕДНЕБАЛЫКСКОЕ ЮЖ ЧАСТЬ	49	ХОЛМОГОРСКОЕ
50	МАЙСКОЕ	115	СРЕДНЕХУЛЫМСКОЕ	50	СЕВЕРНОЕ
51	АГАНСКОЕ	116	ТАЛИНСКОЕ	51	ВАХСКОЕ
52	ЗАПАДНО-ВАРЬЕГАНСКОЕ	117	ПРИБОБСКОЕ ЮЖ ЧАСТЬ	52	ПЕРВОМАЙСКОЕ
53	КУРРАГАНСКОЕ	118	ЮЖНО-БАЛЫКСКОЕ	53	ВОСТОЧНО-УРЕНГОЙСКОЕ
54	ВОСТ-ПРАВДИНСКОЕ	119	ЮЖНО-ВЫИНТОЙСКОЕ	54	ЗАПАДНО-АСОМКИНСКОЕ
55	ПРИРАЗЛОМНОЕ	120	ЮЖНО-КУСОВОЕ	55	ЕФРЕМОВСКОЕ
56	ВЕРХНЕСАЛЫМСКОЕ	121	ЮЖНО-ЛОКОСОВСКОЕ	56	КАМЕННОЕ
57	ПОКАМАСОВСКОЕ	122	ЮЖНО-ЛЯМИНСКОЕ	57	МАМОНТОВСКОЕ
58	ЗАПАДНО-УГУТСКОЕ	123	ЮЖНО-ОСТРОВНОЕ	58	МЕГИОНСКОЕ
59	СРЕДНЕУГУТСКОЕ	124	ЮЖНО-ПОКАМАСОВСКОЕ	59	ПРИРАЗЛОМНОЕ
60	ТАЙЛАКОВСКОЕ	125	ЮЖНО-СУРГУТСКОЕ	60	САМБУРГСКОЕ
61	ПЕТЕЛИНСКОЕ	126	ЮЖНО-ТАРАСОВСКОЕ	61	САНДИБИНСКОЕ
62	КЕЧИМОВСКОЕ	127	ЮЖНО-ЧЕРЕМШАГСКОЕ	62	СЕВЕРО-ОРЕХОВСКОЕ
63	ВЕРХНЕКОЛИК-ЕГАНСКОЕ	128	ЮЖНО-ШИНГИНСКОЕ	63	СЕВЕРО-САЛЫМСКОЕ
64	ОРЕХОВО-ЕРМАКОВСКОЕ	129	ЮЖНО-ЯГУНСКОЕ	64	ТАЛИНСКОЕ
65	УГУТСКОЕ			65	УСТЬ-БАЛЫКСКОЕ
				66	ЧКАЛОВСКОЕ
				67	ЮЖНО-ЛОКОСОВСКОЕ
				68	ЮЖНО-ПОКАЧЕВСКОЕ
				69	ЮЖНО-СУРГУТСКОЕ
				70	ПУРОВСКИЙ ЗПК

поглощающий горизонт (74% случаев). Такое соотношение смешиваемых вод характерно в основном для прифильтровой зоны скважин, при продвижении нагнетаемых вод по пласту доля пластовых вод будет увеличиваться.

3.5. Выводы по главе

В разделе приведены условия формирования осадка в смешиваемых водах при их нагнетании в пласты-коллекторы и наиболее часто используемые расчетные методы совместимости вод. Также проанализированы результаты лабораторных исследований смешения вод.

Лабораторные методы моделирования совместимости смешиваемых минерализованных вод для месторождений углеводородов Западной Сибири используются крайне редко. В опубликованной литературе такие исследования в основном охватывают месторождения углеводородов Восточной Сибири, Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, Приуральской НГО (Ахметгареев В.В., 2016; Губанов, В.Б., 2012; Крапивин В.Б. и др., 2023; Лавренчук В.А., 2022).

Согласно фондовым данным, в Западной Сибири совместимость пластовых и закачиваемых вод определялась экспериментальным путем на Западно-Каюмовском, Кондинском, Кирско-Коттынском, Заполярном месторождении и им. Виноградова. Полученные результаты имеют условный характер поскольку исследования осуществляются при стандартных давлениях и температуре.

В рамках настоящей работы для характеристики возможного влияния температурного фактора в аккредитованной лаборатории (ФХМИ ЗСФ ИНГГ СО РАН) проведены исследования на базе отобранных проб воды из нефтепродуктивного интервала (неокомский комплекс) и минерализованной воды апт-альб-сеноманского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна при комнатной и заданной пластовой температуре. Результаты в прогретых и

не прогретых смесях пластовых вод не зафиксировали выпадение осадка кальцита во всех соотношениях.

На практике более широко используются расчетные методы термодинамического моделирования смешения подземных вод разного состава по регламентированной методике отраслевого стандарта.

В работе обобщены результаты ретроспективных и авторских материалов многолетних исследований, выполненных в рамках отчетов по оценке запасов подземных вод с целью их использования в системах поддержания пластового давления залежей нефтяных месторождений, а также в рамках гидрогеологического обоснования размещения излишков попутно добываемых вод в поглощающий горизонт. Используемые методы (программа «РОСА», Таранов Ю.А. и др.) и полученные данные по оценке совместимости пластовых и закачиваемых флюидов признаны государственной комиссией по запасам достоверными.

По результатам моделирования физико-химических процессов в смешиваемых водах на месторождениях Западно-Сибирского мегабассейна для целей ППД (более 200 определений), в 68% от всех проведенных определений вероятные максимальные значения выпадения кальцита в осадок (до 558 мг/дм³) прогнозируются для условий, что доля закачиваемой воды в пласт-коллектор составляет 9:1, что характерно исключительно для прифилтровой зоны скважин. Отсутствие осадка при любом соотношении смешиваемых вод получено в 14% случаев моделирования.

Приведенные средние данные по осадкообразованию в целом характерны для Среднеобской НГО, по которой выполнена преобладающая доля от общего количества исследований.

Для Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО наблюдается значимое отличие в результатах. В преобладающей массе проведенных расчетов (90%) максимальные – до 151 мг/дм³, значения кальцита были получены при соотношении закачиваемой и пластовой воды 9:1 для Надым-Пурской НГО, до 320 мг/дм³ – Пур-Тазовской НГО. Для Надым-Пурской НГО единичный

случай максимального значения осадка по расчетному моделированию (226 мг/дм^3) зафиксирован при соотношении 7:3.

Обобщенные результаты физико-химического моделирования для смешения излишков попутно добываемых, хозяйственно-бытовых вод, размещаемых в ААС ВК, с подземными водами этого комплекса (более 80 определений) В целом по Западной Сибири получены схожие прогнозные данные карбонатного осадкообразования – в 74% определений совместимости вод максимальный осадок достигает 627 мг/дм^3 (Среднеобская НГО) при соотношении закачиваемой и пластовой воды 9:1.

По Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО максимальный осадок также прогнозируется при соотношении 9:1 закачиваемых и пластовых вод. Но количественные значения расчетного осадка существенно меньше – до 66 мг/дм^3 .

Таким образом, в настоящей главе сформулировано **второе защищаемое положение:**

Анализ результатов физико-химического моделирования смешения подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса с водами продуктивных на нефть и газ отложений свидетельствуют о подавляющем преобладании совместимости при доле нагнетаемых вод в смеси с пластовыми от 80% и меньше и об обоснованности использования апт-альб-сеноманского комплекса и как для технического водоснабжения, так и для размещения излишков попутных вод при разработке месторождений углеводородов северных районов Западной Сибири.

4. СОВРЕМЕННЫЙ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ АПТ-АЛЬБ-СЕНОМАНСКОГО КОМПЛЕКСА ПО ДАННЫМ МОНИТОРИНГА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В разрезе Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна ААС ВК представляет собой объект, который наиболее подвержен техногенезу в связи добычей углеводородов. Вопросы контроля и сохранения подземной гидросферы актуальны как на территории Широтного Приобья, так и для более северных территорий мегабассейна [13, 46, 61, 62, 193]. Процессы заводнения нефтяных месторождений с целью поддержания пластового давления, размещение в недрах излишков попутно добываемых, сточных и технических флюидов, отбор значительных объемов вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса, а также длительный период ведения промысловых работ (десятки лет), повлекли за собой масштабные перераспределения флюидов в регионе.

В главе рассмотрены результаты обобщения фондовых материалов гидрогеохимического опробования ААС ВК на территории Надым-Пурской, Пур-Тазовской НГО с привлечением данных более длительных режимных наблюдений за подземными водами Среднеобской НГО, в работе над которыми автор участвовал в качестве ответственного исполнителя или в соавторстве. Детальное рассмотрение геохимического состава пластовых вод ААС ВК, совместно с данными по эксплуатации месторождений, накопленными объемами добычи и закачки вод, позволяют проанализировать динамику во времени содержания основных определяемых макрокомпонентов – ионов натрия, хлора, кальция, магния, гидрокарбоната, и определяемых менее регулярно микрокомпонентов – йода, брома.

4.1. Гидрогеохимический режим подземных вод

Пур-Тазовская НГО

4.1.1. Пякяхинское месторождение

Пякяхинское месторождение расположено на территории Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа. Месторождение открыто в 1989 г., в промышленную разработку введено в августе 2016 года. Разработка Пякяхинского НГКМ осуществляется с применением методов поддержания пластового давления. В качестве агента заводнения используются попутные воды и подземные воды ААС ВК, добыча которых осуществляется с 2016 г. За весь период работы водозаборного участка объем извлеченных подземных вод на территории Пякяхинского НГКМ изменялся от 190,2 тыс. м³ (2016 г.) до 2541,4 тыс. м³ (2023 г.). Всего за период эксплуатации водозаборных скважин на Пякяхинском НГКМ из отложений ААС ВК было излечено 15807,9 тыс. м³ подземных технических вод для обеспечения системы ППД нефтегазоконденсатного промысла.

По имеющимся гидрогеохимическим данным, начальный период наблюдений (до введения системы ППД) характеризуется достаточно скудной информацией по подземным водам ААС ВК (8 проб). За период наблюдений (2016-2024 гг.) накоплено 300 результатов анализа пластовых вод ААС ВК из водозаборных скважин Пякяхинского месторождения. График изменения основных макро-и микрокомпонентов, минерализации и общей жесткости пластовых вод ААС ВК Пякяхинского месторождения (Рисунки 4.1-4.2) в целом отражает некоторую вариативность основных макрокомпонентов (натрий+калий, хлор, магний), на фоне более значимых «скачков» концентраций кальция и гидрокарбоната.

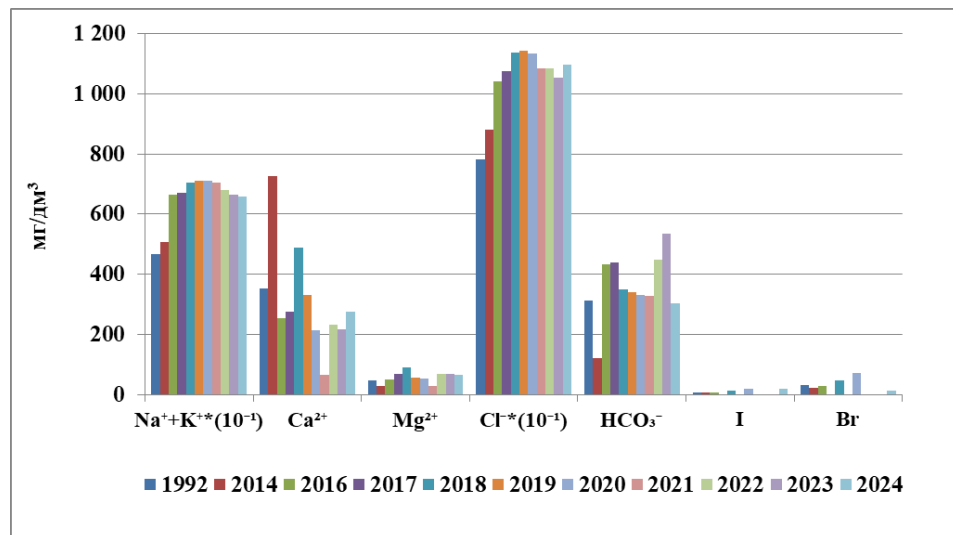


Рисунок 4.1 – Изменение основных макро-и микрокомпонентов в пластовых водах ААС ВК Пяяхинского месторождения

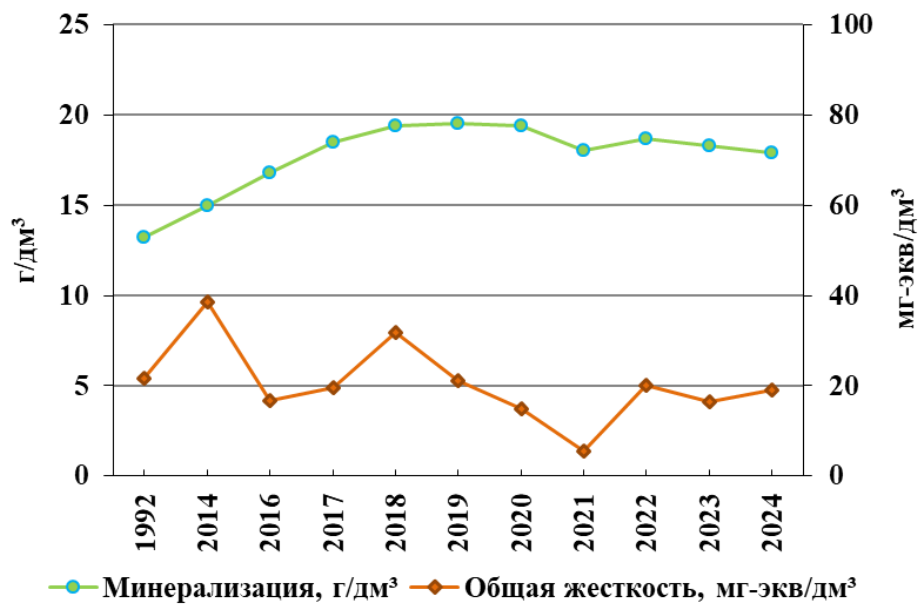


Рисунок 4.2 – Изменение минерализации и общей жесткости пластовых вод ААС ВК Пяяхинского месторождения

4.1.2. Тазовское месторождение

Тазовский участок недр в административном отношении расположен в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1962 г., введено в пробную эксплуатацию в 1971 г. для газоснабжения поселков Тазовский и Газ-Сале. Разработка Тазовского НГКМ ведется с применением системы поддержания пластового давления. В качестве агента для заводнения в системе ППД используются попутно добываемые воды. На территории Тазовского лицензионного участка размещение попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, в отложения ААС ВК начали осуществлять с мая 2022 г. Всего за период эксплуатации Тазовского участка размещения в отложения ААС ВК было в сумме размещено более 6072,7 тыс.м³ излишков попутных вод.

Гидрогеохимическая обстановка подземных вод района работ характеризуется латеральной и вертикальной гидрохимической инверсией: одновременное присутствие в разных пластах гидрокарбонатно-натриевого и хлоридно-кальциевого типов вод; на Тазовском участке недр – хлоридно-кальциевый тип (по В.А.Сулину). Подземные воды сеноманского горизонта исследованы как на этапе поисково-разведочных работ (1964-1968 гг., 22 пробы), так и на современном этапе ((2017-2022 гг., 8 проб). Полученные данные свидетельствуют о близости результатов определения химического ионно-солевого состава проб подземных вод, отобранных на разных этапах исследований [152]. Несмотря на значительный перерыв (более 30 лет) в исследованиях пластовых вод ААС ВК на Тазовском месторождении и неравномерность опробования во времени можно отметить, что в целом макро- и микрокомпонентный фон сохраняется (Рисунки 4.3-4.4).

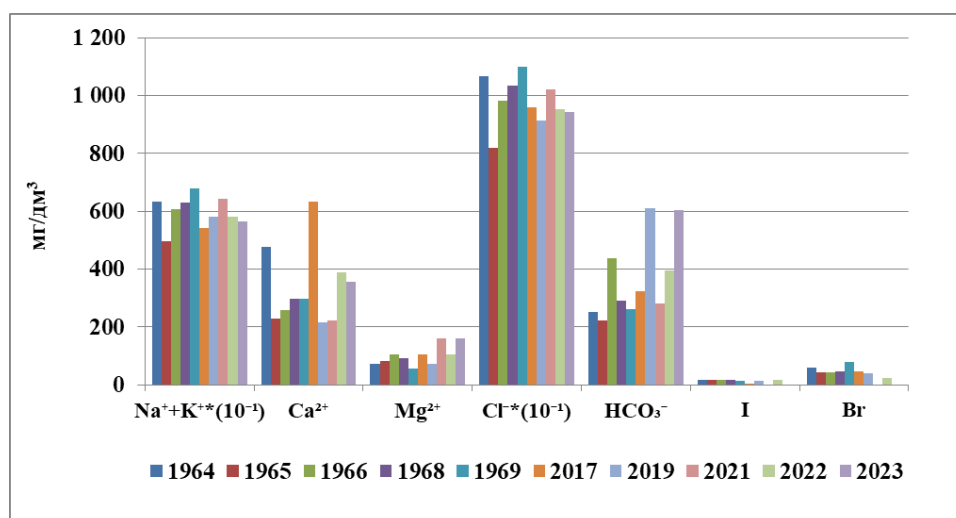


Рисунок 4.3 – Изменение основных макро-и микрокомпонентов в пластовых водах ААС ВК Тазовского месторождения

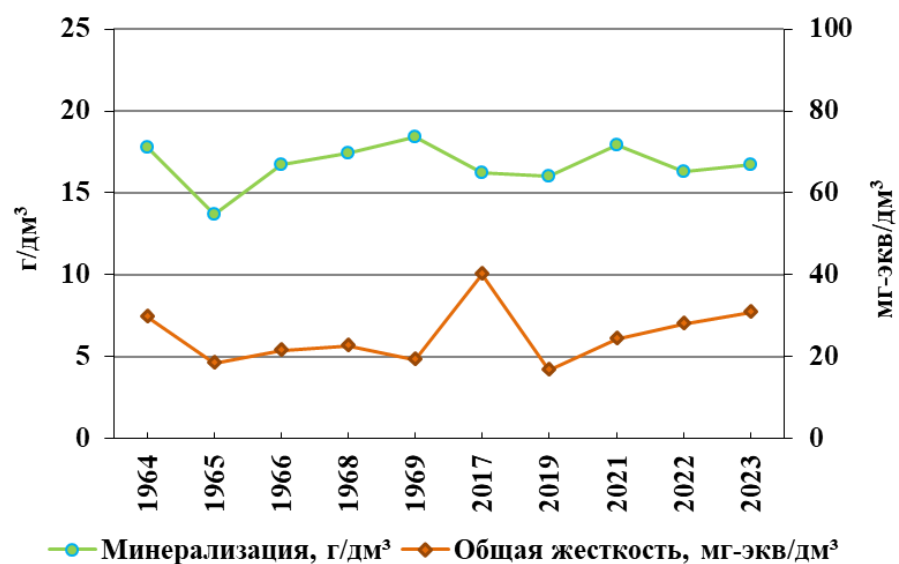


Рисунок 4.4 – Изменение минерализации и общей жесткости пластовых вод ААС ВК Тазовского месторождения

4.1.3. Северо-Губкинское месторождение

Эксплуатация водозабора на Северо-Губкинском месторождении с целью добычи подземных технических вод для обеспечения системы ППД начата в 1996 г. Объем добычи подземных вод за рассмотренный период (2000-2023 гг.) изменялся в пределах от 59,4 тыс. м³ (2023 г.) до 3467,7 тыс. м³ (2004 г.). С 2000 г. водоотбор на месторождении возрастал и за четыре года (2004 г.) достиг максимального значения, после чего постепенно снижался. Средний уплотненный дебит на скважину варьировал в пределах от 48,4 м³/сут (июль 2023 г.) до 1570,6 м³/сут (2010 г.). За весь период эксплуатации было излечено более 37 млн. м³ подземных технических вод.

Химический состав подземных вод ААС ВК на Северо-Губкинском месторождении изучен и представлен результатами анализов более двухсот проб, отобранных из разведочных и водозаборных скважин в период с 1996 по 2023 гг. (Рисунки 4.5-4.6).

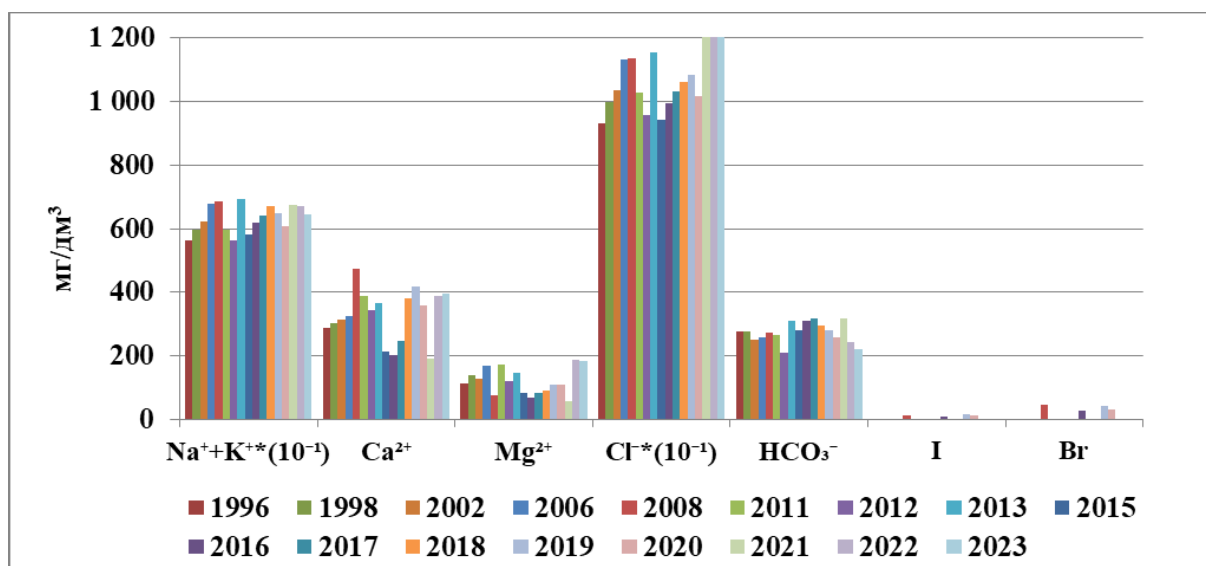


Рисунок 4.5 – Изменение основных макро-и микрокомпонентов в пластовых водах ААС ВК Северо-Губкинского месторождения

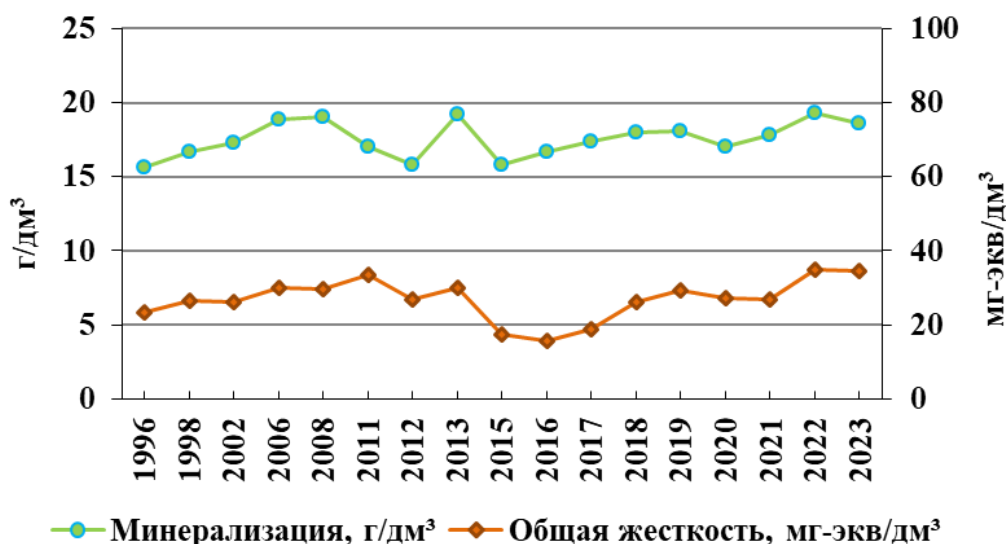


Рисунок 4.6 – Изменение минерализации и общей жесткости пластовых вод ААС ВК Северо-Губкинского месторождения

4.1.4. Уренгойское месторождение

Уренгойское НГКМ по нефтегазоносному районированию находится в пределах Надым-Пурской НГО и характеризуется достаточно большим этажом нефтегазоносности, включающим продуктивные отложения от сеномана до бат-келловейских образований. С верхней частью покурской свиты (сеноман) связана гигантская газовая залежь массивного типа (пласты ПК₁-ПК₄), охватывающая Уренгойский вал, Еньяхинское и Песцовое поднятия. Начальная высота сеноманской газовой залежи составляла 230 м, начальный ГВК находился вблизи абсолютной отметки -1200 м. Максимальная ширина залежи в пределах Уренгойского вала превышает 30 км. Уренгойское месторождение является уникальным по запасам природного газа.

Для вод апт-альб-сеноманского комплекса характерно постоянство состава и минерализации по площади и разрезу. Химический состав пластовых вод изучен за период с 1968 по 2020 гг. (Рисунки 4.7-4.8)

Размещение попутно добываемых вод в ААС ВК на Уренгойском месторождении началось с 1995 г. По обобщенным данным о динамике закачки за период работы тринадцати полигонов (с 2010 по 01.07.2016 г.) на

территории Уренгойского НГКМ максимальный объём закачки флюидов на рассмотренных полигонах достигал 325 тыс. м³. Накопленный объем закачки – 15157,1 тыс. м³.

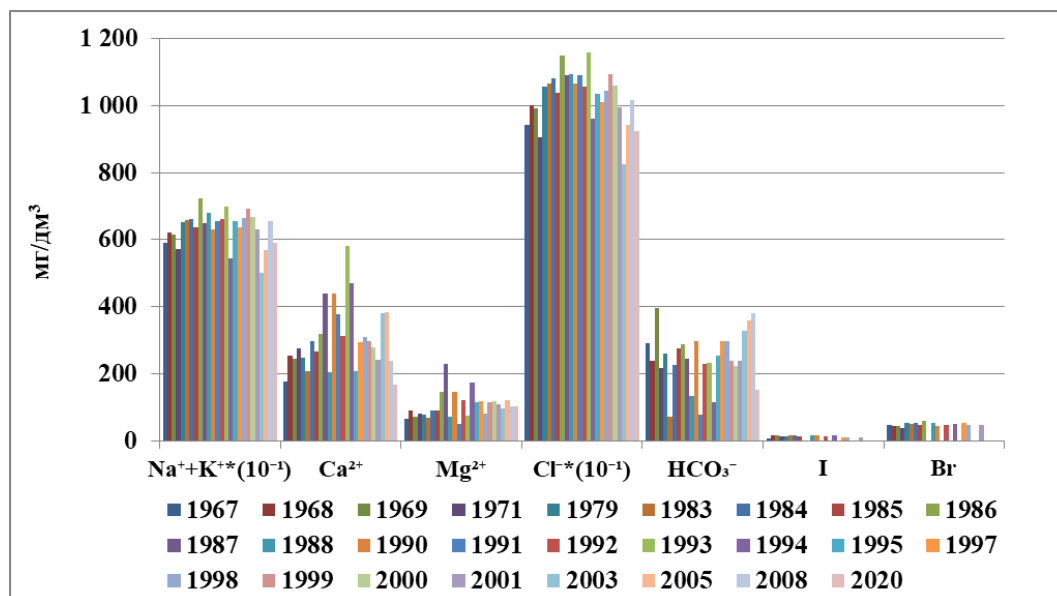


Рисунок 4.7 – Изменение основных макро-и микрокомпонентов в пластовых водах ААС ВК Уренгойского месторождения

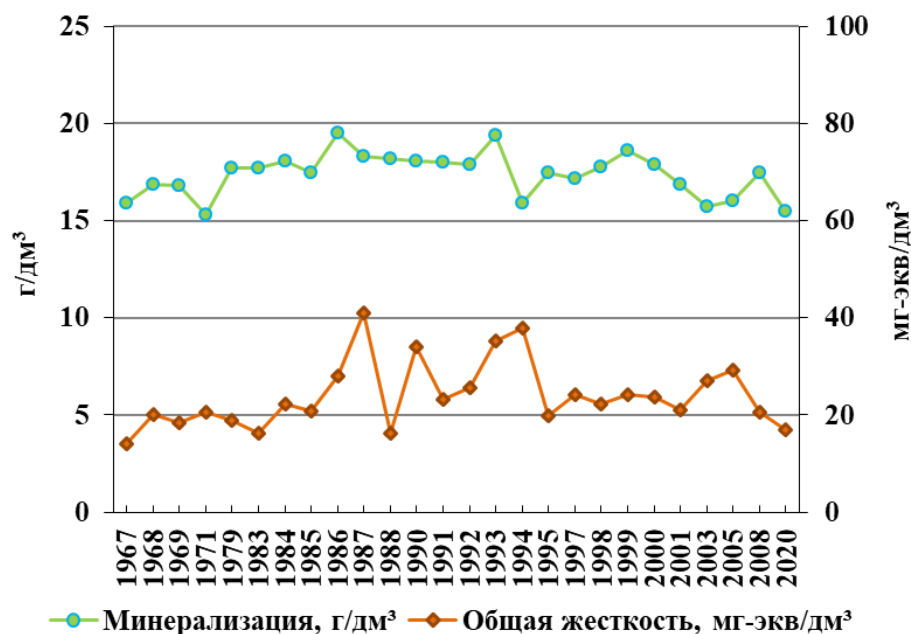


Рисунок 4.8 – Изменение минерализации и общей жесткости пластовых вод ААС ВК Уренгойского месторождения

4.1.5. Месторождения Среднеобской НГО

В разделе рассмотрены результаты десятилетних исследований за составом подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса Западно-Сибирского гидрогеологического бассейна на примере ряда нефтяных месторождений.

Для более детального анализа рассмотрены данные по трем крупнейшим нефтяным месторождениям Широтного Приобья Западной Сибири (Мегионское, Западно-Усть-Балыкское и Тайлаковское месторождения). Для достижения цели исследования были использованы методы систематизации информации по двум этапам: до начала работы системы поддержания пластового давления (неизмененный гидрогеохимический фон) и после начала функционирования системы поддержания пластового давления (в этот же этап входит закачка в комплекс излишков попутных вод).

Указанные выше месторождения эксплуатируются достаточно длительное время. На начальной стадии разработки месторождений добыча нефти велась на естественном режиме, без закачки воды в продуктивные пласты. Но начиная с 1967 года на Мегионском месторождении, с 2006 – на Тайлаковском и с 2011 – на Западно-Усть-Балыкском ведется закачка вод в продуктивные горизонты для повышения нефтеотдачи. Для этого используются подземные воды ААС ВК. Параллельно функционированию системы ППД происходил рост обводненности нефти, и с 2015 года объемы излишков минерализованной воды, отделенной от нефти (попутно добываемой) достигли объемов, подлежащих утилизации. Трансформация гидрогеохимического поля, безусловно, зависит и от объемов извлекаемых и закачиваемых вод в недра [175, 179]. Значительные объемы вод ААС ВК попадают в ниже залегающие продуктивные горизонты неокотских и юрских отложений, а излишки попутных вод – в ААС ВК.

Данные по объемам отбора вод ААС ВК для обеспечения работы системы ППД, а также объемам утилизации излишков попутных вод представлены отдельно для каждого рассматриваемого месторождения (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Сводные данные добываемых и размещаемых объемов вод по месторождениям

Накопленный объем добытой воды из ААС ВК, тыс. м ³	Накопленный объем закачанной попутно добываемой воды в ААС ВК, тыс. м ³
Западно-Усть-Балыкское месторождение	
14709	10715,1
Мегионское месторождение	
33019	16152
Тайлаковское месторождение	
55189,4	4516,7

По гистограммам изменения концентраций основных солеобразующих ионов, графикам изменения средних значений минерализации и общей жесткости в водах ААС ВК (Рисунке 4.9), видно, что в водах исследуемых месторождений сохранилось соотношение основных солеобразующих ионов.

Зафиксированные некоторые единичные колебания значений минерализации и общей жесткости по Мегионскому месторождению, но в связи с длительным периодом наблюдений за химическим составом вод (56 лет), выявленные «скачки» вероятно связаны с разными лабораторными методиками, которые применялись в тот или иной период.

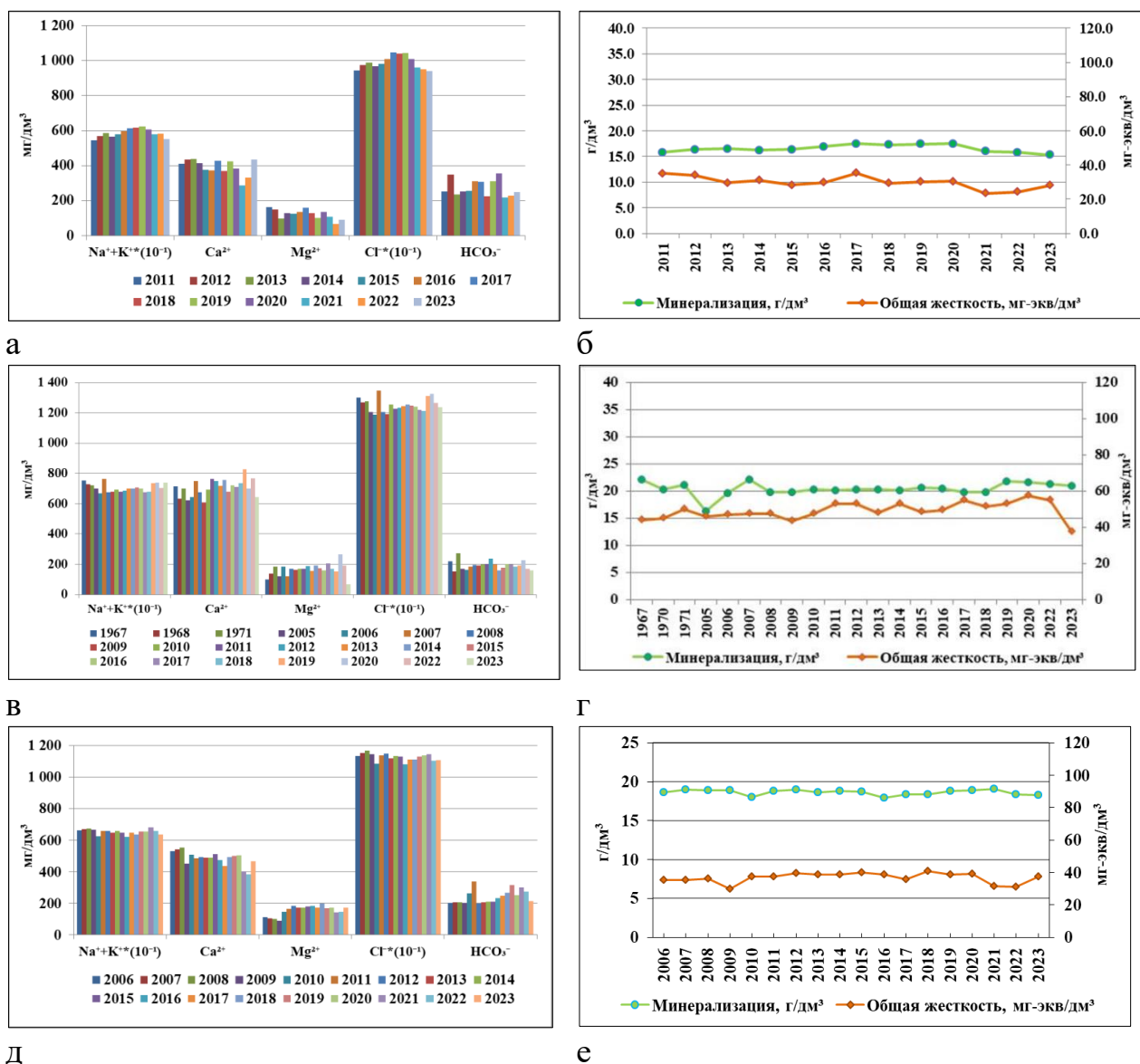


Рисунок 4.9 – Гистограммы изменений концентраций показателей химического состава подземных вод ААС ВК (а, б – Западно-Усть-Балыкское месторождение, в, г – Мегионское месторождение, д, е – Тайлаковское месторождение)

Подземные воды указанного комплекса подвергаются техногенной нагрузке в связи с их использованием для целей поддержания пластового давления в залежах, а также из-за размещения в комплекс излишков попутно добываемых вод (всего 27 водозаборных участков и 19 участков закачки) (Рисунок 4.10). Суммарный объем внедренной попутно добываемой воды за весь период эксплуатации участков Среднеобской НГО составил 196,2 млн.м³, общий объем отобранной апт-сеноманской воды – 372,9 млн.м³ [179].

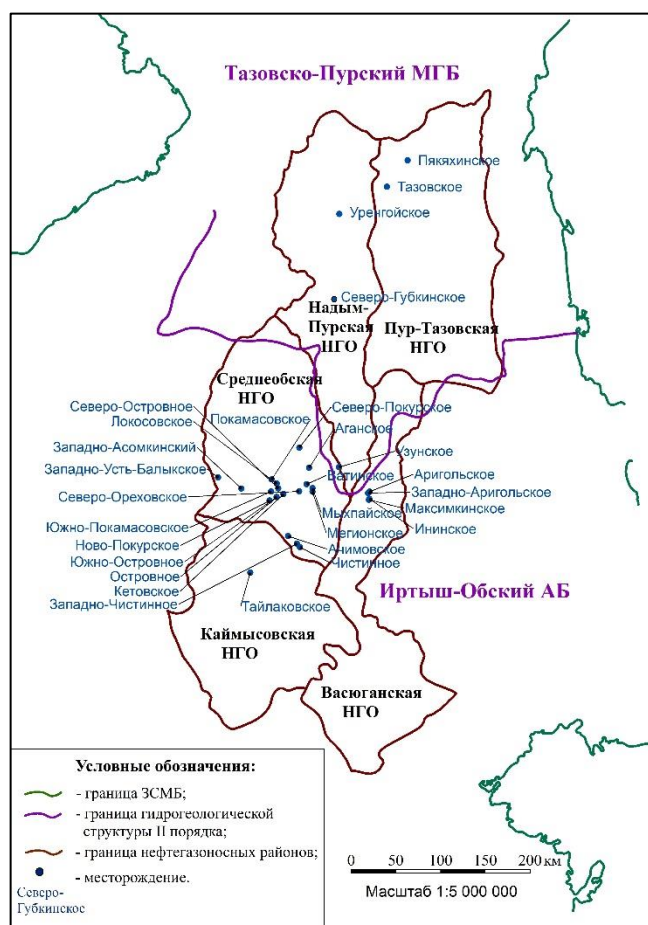


Рисунок 4.10 – Участки режимных гидрогеохимических исследований

Накопленная информация о составе пластовых вод апт-сеноманских отложений, полученная по водозаборным скважинам, каптирующих этот комплекс (более 4700 проб), позволяет проследить динамику изменения гидрохимических параметров комплекса.

По данным режимных наблюдений построены временные графики макро- и микрокомпонентов пластовых вод, графики минерализации и общей жесткости по 27 месторождениям (Рисунки 4.11-4.19).

Согласно результатам многолетних режимных исследований, на рассматриваемых месторождениях, не смотря на существенную вариативность содержания некоторых компонентов (кальция, гидрокарбоната, йода и брома), явного тренда в динамике ионно-солевого состава вод во времени не выявлено.

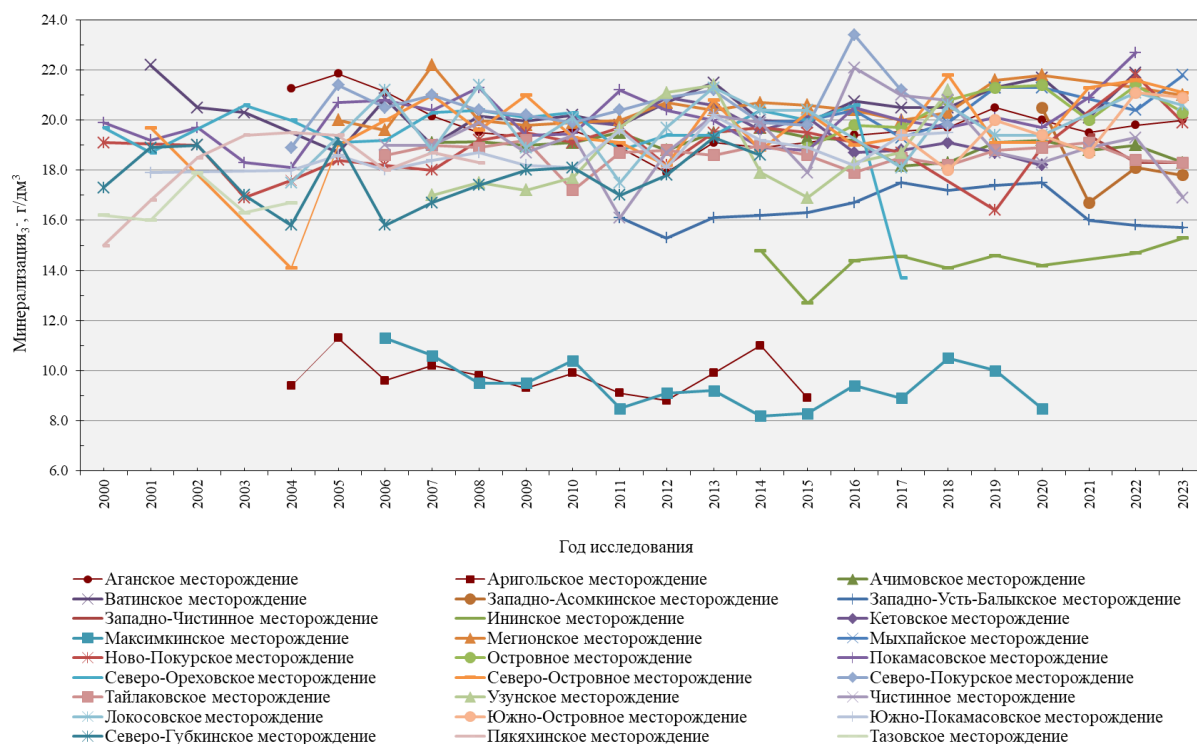


Рисунок 4.11 – Изменение минерализации в пластовых водах ААС ВК месторождений Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО

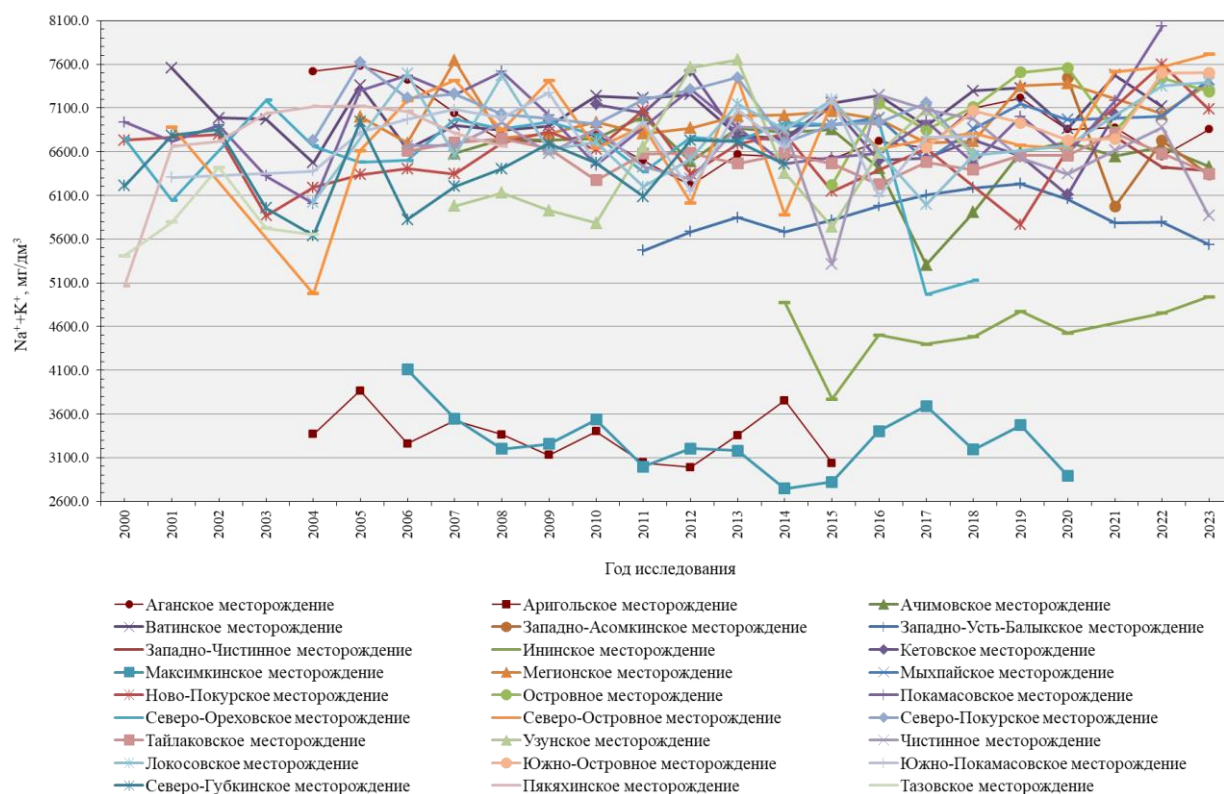


Рисунок 4.12 – Изменение содержания ионов $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ в пластовых водах ААС ВК месторождений Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО

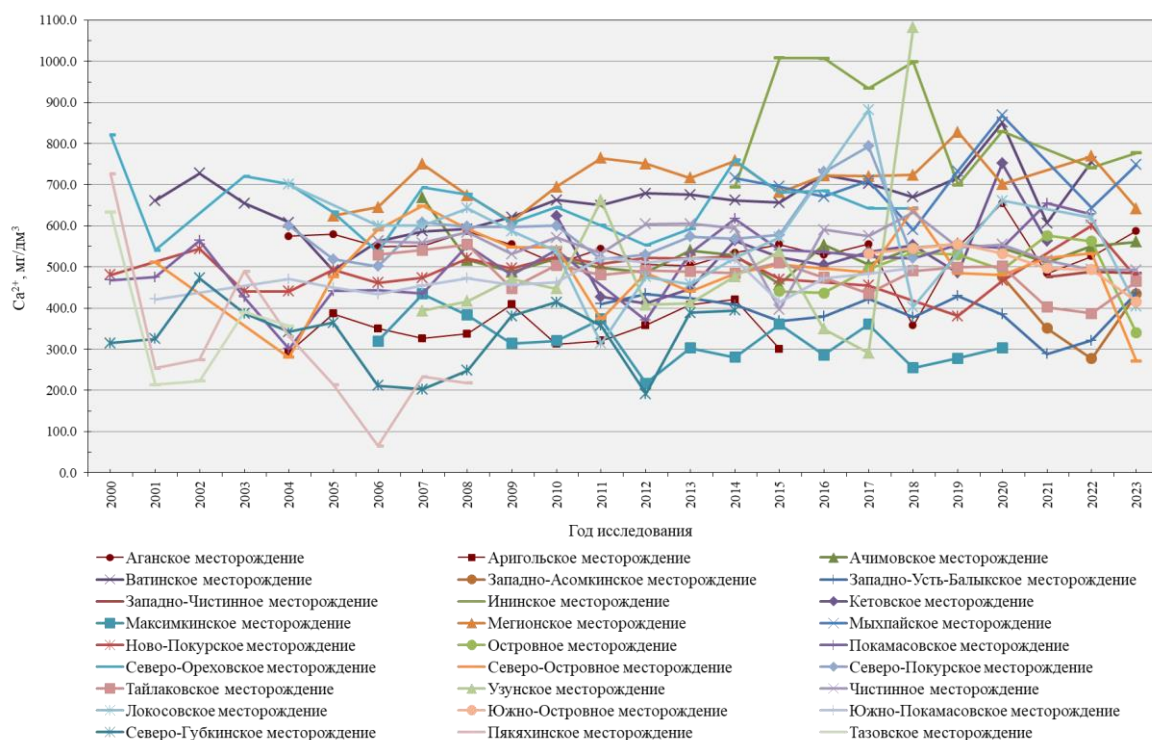


Рисунок 4.13 – Изменение содержания ионов Ca²⁺ в пластовых водах ААС ВК месторождений Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО

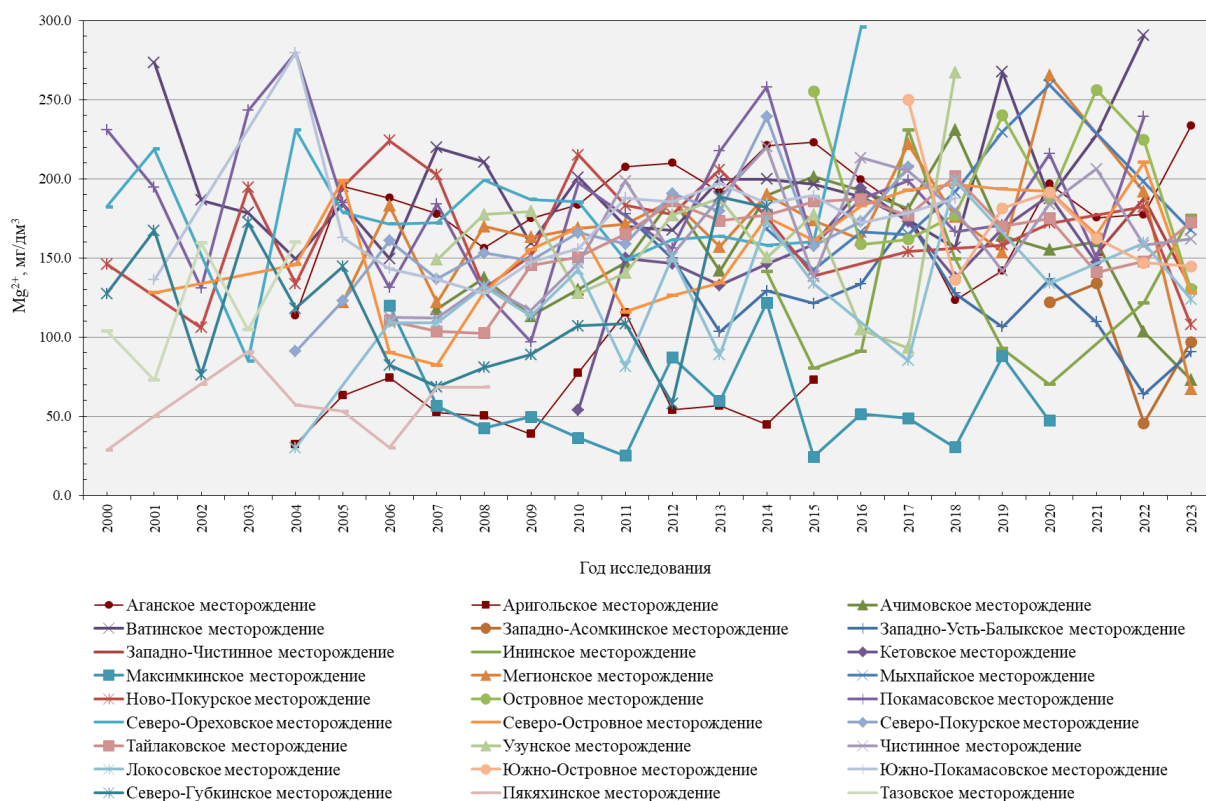


Рисунок 4.14 – Изменение содержания ионов Mg²⁺ в пластовых водах ААС ВК месторождений Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО

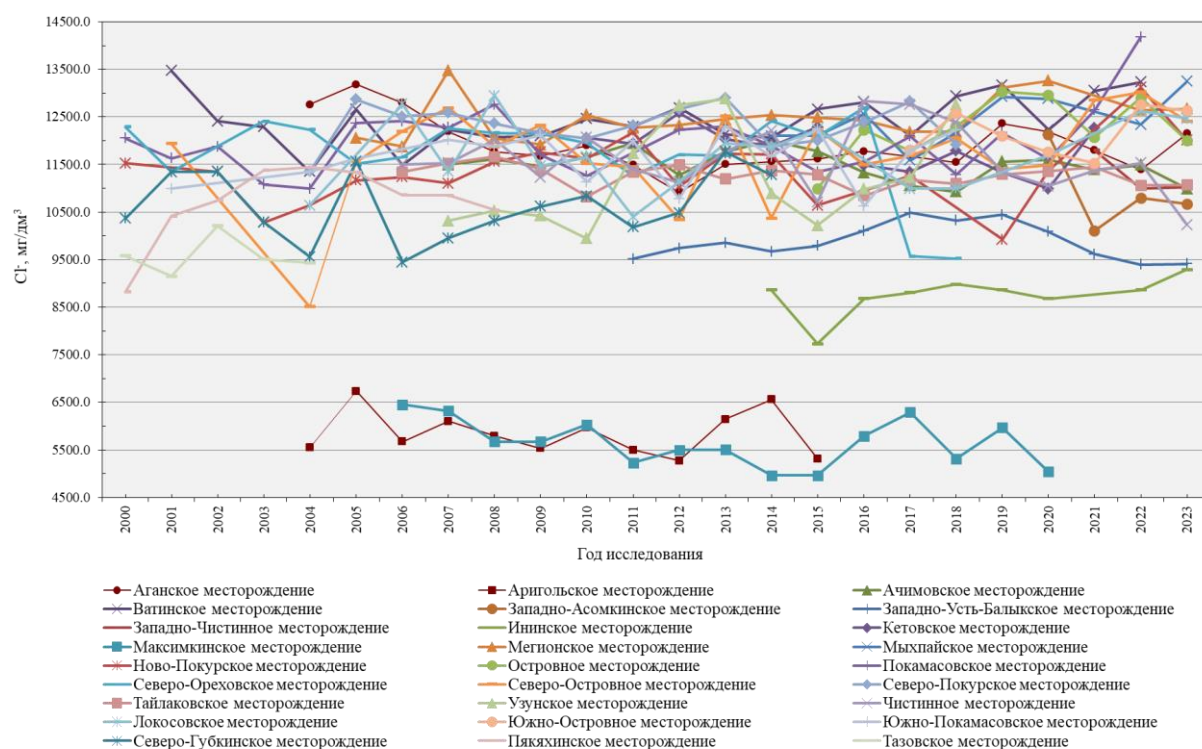


Рисунок 4.15 – Изменение содержания ионов Cl⁻ в пластовых водах ААС ВК месторождений Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО

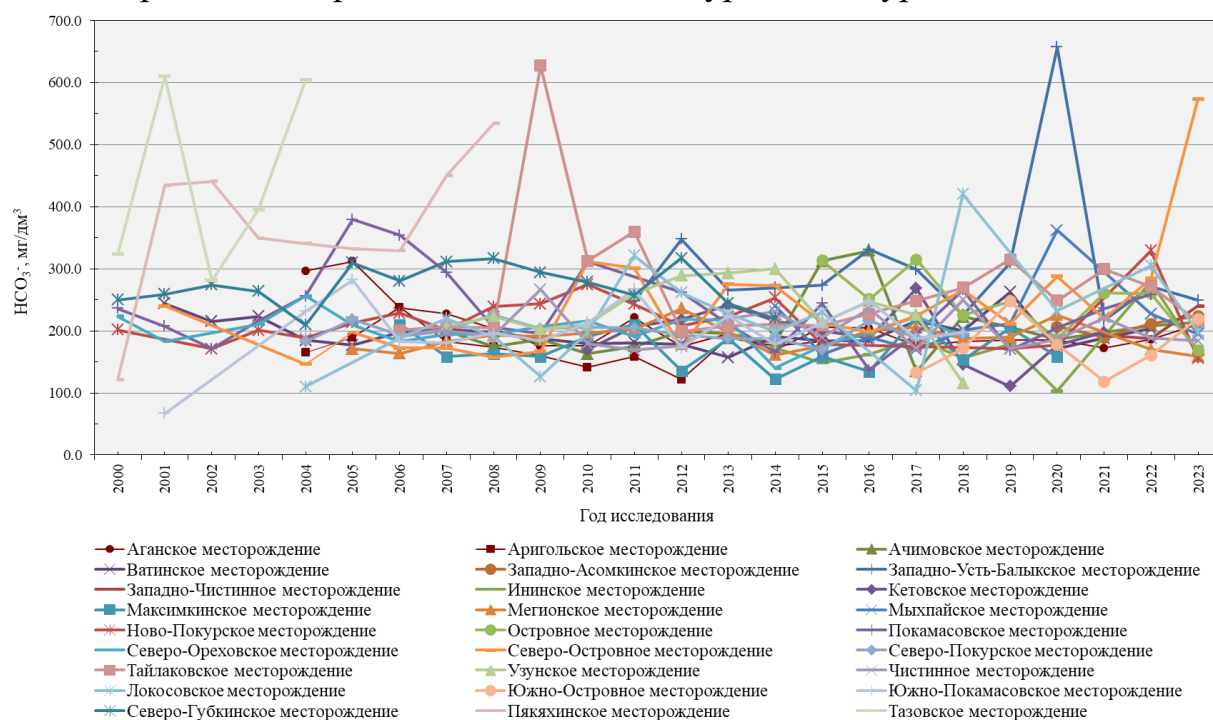


Рисунок 4.16 – Изменение содержания HCO₃⁻ ионов в пластовых водах ААС ВК месторождений Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО

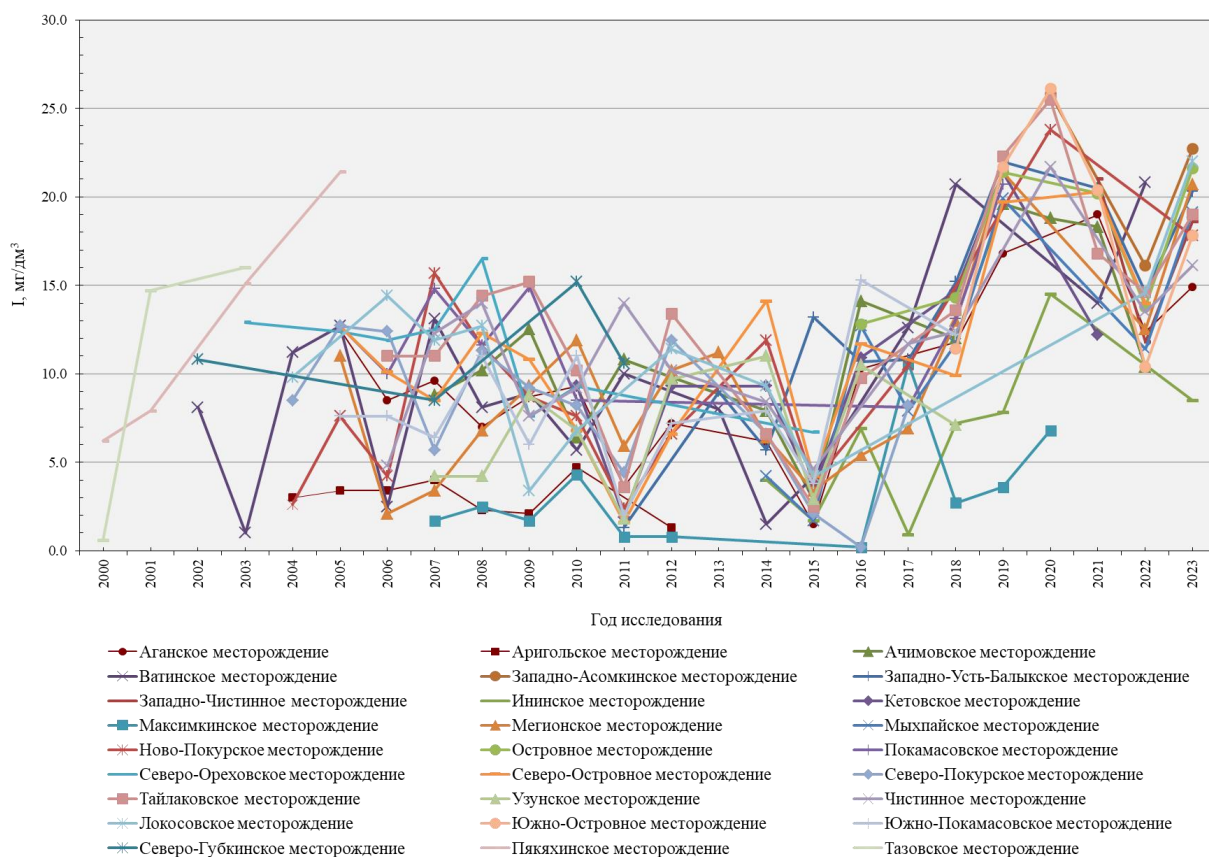


Рисунок 4.17 – Изменение содержания ионов I^- в пластовых водах ААС ВК месторождений Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО

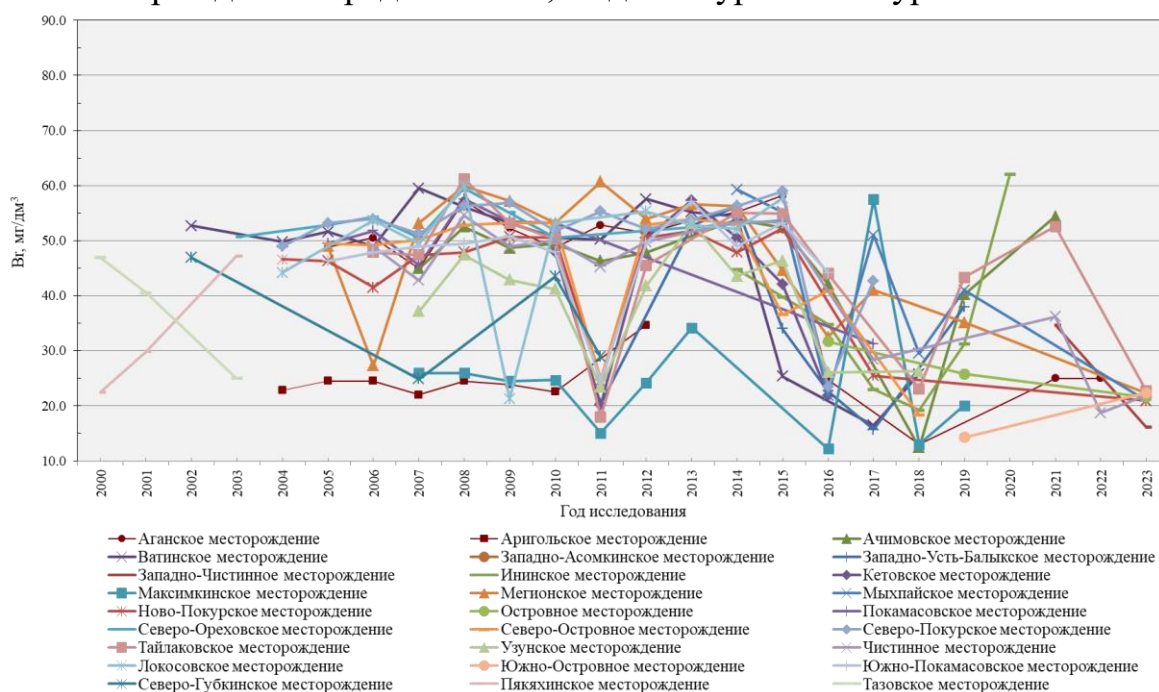


Рисунок 4.18 – Изменение содержания ионов Br^- в пластовых водах ААС ВК месторождений Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО

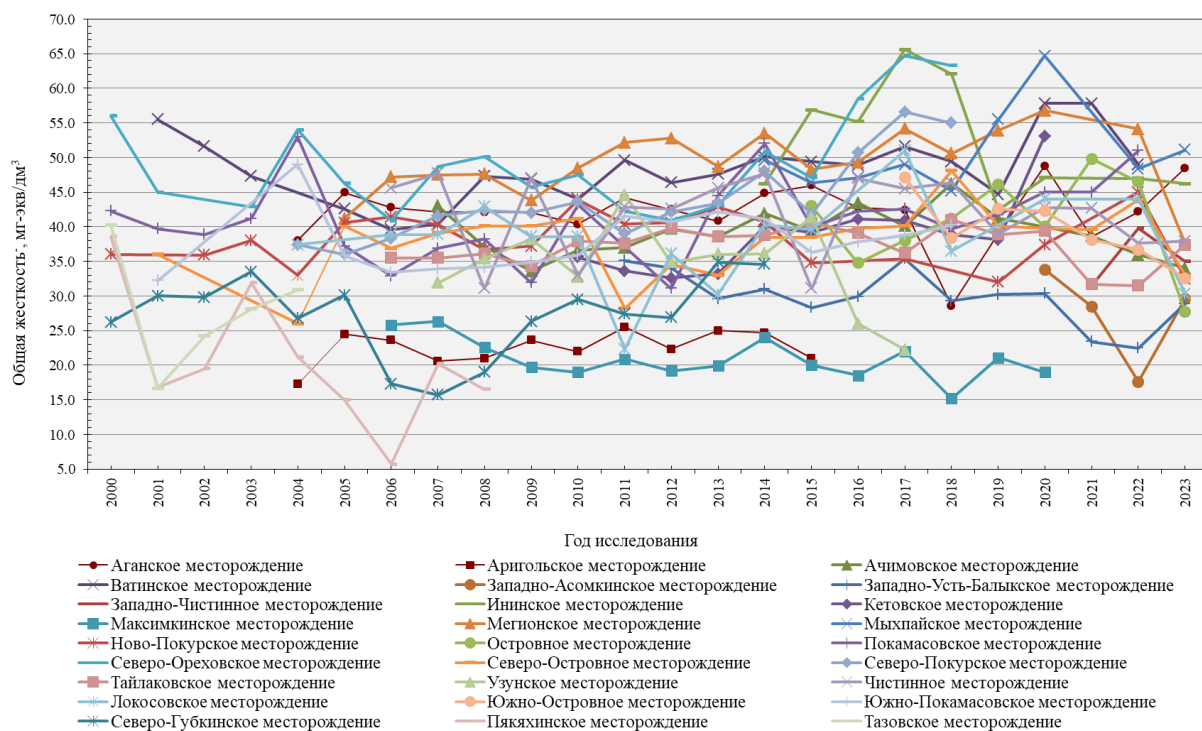


Рисунок 4.19 – Изменение общей жесткости пластовых вод ААС ВК месторождений Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО

Представленные данные свидетельствуют об отсутствии существенного техногенного влияния на изменение гидрогеохимических условий вод апт-альб-сеноманского комплекса и является **обоснованием третьего защищаемого положения:**

Выявленное по результатам многолетних режимных исследований на нефтяных и газовых промыслах отсутствие явного тренда в динамике ионно-солевого состава вод во времени свидетельствует об отсутствии существенного техногенного влияния на изменение гидрогеохимических условий вод апт-альб-сеноманского комплекса.

4.2. Анализ неоднородности результатов гидрогеохимического мониторинга

Факты существенных различий в минерализации подземных вод и в содержании основных водорастворенных компонентов (как на региональном уровне – в границах гидрогеологических комплексов и отдельных нефтегазоносных районов, так и на локальном уровне – по близко расположенным разведочным скважинам) прослеживаются во многих работах по обобщению данных о гидрохимическом облике подземных вод мегабассейна (Рудкевич М.Я., 1988; Курчиков А.Р., 2009, 2010, 2016, 2017; Новиков Д.А., 2009; Ставицкий Б.П., 2004; Шварцев С.Л., 2004).

Рассмотрим более детально возможность проявления природных и техногенных факторов в существенной вариативности средних значений содержания основных компонентов ионно-солевого состава в результатах режимных исследований на месторождениях углеводородов северных районов и центральной части Западной Сибири.

4.2.1 Вариации среднегодовых значений содержания водорастворенных компонентов

В таблице 4.2 представлены данные о количестве опробований на рассматриваемых в данной работе месторождениях, минимальных и максимальных значений содержания макро- и микрокомпонентов в водах (Ca^{2+} , Mg^{2+} , HCO_3^- , I^- , Br^-), полученных в период мониторинга по водозаборным скважинам. Ввиду различной продолжительности и интенсивности разработки месторождений углеводородов, количество проб подземных вод значительно отличается.

Для систематизации и обобщения накопленной информации проведен по отдельным месторождениям расчет среднегодовых значений содержания компонентов в водах, а также стандартные отклонения их изменения во времени.

Таблица 4.2 – Количество опробований и минимаксные показатели содержания макро- и микрокомпонентов

Месторождение	Кол- во	Ca ²⁺ , мг/дм ³		Mg ²⁺ , мг/дм ³		HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³		Г, мг/дм ³		Br ⁻ , мг/дм ³	
		min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
Среднеобская НГО											
Аганское	674	357.0	654.6	113.7	233.4	169.2	312.0	1.5	19	2.0	68.8
Аригольское	60	293.5	420.8	32.2	115.5	121.5	237.8	1.3	4.7	22.0	34.7
Ачимовское	176	457.8	668.4	73.0	230.9	135.1	329.3	2.9	19.6	12.5	85.0
Ватинское	266	490.8	850.7	149.4	290.5	157.1	262.3	1.0	20.8	2.4	59.5
Западно-Асомкинское	12	277.2	477.0	45.6	133.8	189.2	224.2	16.1	25.8	2.4	81.0
Западно-Усть-Балыкское	270	288.5	436.7	63.9	177.7	217.6	657.4	1.3	22.0	2.4	56.3
Западно-Чистинное	7	476.0	488.0	131.3	187.6	187.7	240.0	11.8	21.0	16.1	34.7
Ининское	33	693.7	1008.0	70.1	231.1	103.2	279.7	0.9	14.5	19.2	62.0
Кетовское	59	412.1	751.5	54.0	194.2	110.6	268.5	1.9	21.4	12.4	70.0
Локозовское	55	314.0	881.7	30.0	199.0	85.1	199.0	3.4	22.0	2.4	60.0
Максимкинское	39	216.9	433.9	24.3	121.6	122.0	221.7	0.2	10.6	12.2	77.0
Мегионское	176	609.6	828.0	67.0	265.2	159.0	235.9	2.1	21.4	22.3	60.7
Мыхпайское	63	589.7	868.4	142.6	259.4	162.4	362.0	1.7	19.9	12.4	59.3
Ново-Покурское	156	380.8	601.2	106.0	224.1	155.4	329.5	2.4	23.8	20.9	74.0
Островное	88	339.7	575.9	130.3	256.3	168.9	314.6	12.8	21.6	21.6	31.7
Покамасовское	118	301.2	654.6	97.0	279.7	136.7	379.5	8.1	20.7	31.3	88.0
Северо-Ореховское	90	536.4	821.6	85.0	396.7	140.0	256.2	6.7	16.5	50.5	59.5
Северо-Островное	262	270.5	648.3	82.2	210.5	146.4	573.6	1.6	20.3	12.4	53.9
Северо-Покурское	238	501.7	793.2	91.0	352.6	169.8	226.0	0.2	12.7	23.5	59.0
Тайлаковское	783	386.7	554.5	102.4	201.6	199	627.2	2.5	25.5	18.0	72.7
Узунское	135	290.6	1082.0	93.2	267.0	116	299.7	1.8	11.0	23.5	53.2
Чистинное	155	396.3	633.1	112.1	220.2	168.7	266.3	4.6	21.7	12.4	82.0
Южно-Островное	58	415.9	555.0	136.1	250.1	132.5	1181	10.4	26.1	12.4	80.5
Южно-Покамасовское	162	414.8	522.5	127.5	279.7	67.1	282.2	2.0	15.3	12.4	57.1
Пур-Тазовская НГО											
Пяяхинское	234	65.1	725.6	28.5	90.8	121.0	533.9	6.2	21.4	22.5	74
Тазовское	27	214.2	634.2	54.9	159.9	221.6	610.0	16.3	14.7	40.5	43.2
Надым-Пурская НГО											
Уренгойское	101	110.2	929.9	8.5	287.0	24.4	608.8	0.3	21.1	24	66.5
Северо-Губкинское	243	214.2	634.2	54.9	159.9	221.6	610	0.6	17.6	25.0	80
Всего:	4740										

Большая часть проб воды, отобранных в рамках мониторинга, анализировались в аккредитованных лабораториях, использующих стандартизованные методики определения содержания макро- и микрокомпонентов. Содержание натрия, кальция, магния, хлора, йода и

брома определяется методом ионной хроматографии, содержание карбонатов, гидрокарбонатов и хлоридов – титриметрическими методами.

Достоверность гидрогеохимических исследований зависит от применяемых методов анализа химического состава подземных вод и изменяется в зависимости от их химического состава, концентраций и состояний в них элементов (Крайнов и др., 2004). В работе учтены погрешности определяемых параметров, в соответствии с нормативными документами, по которым проводились измерения (минерализация – 1,251 г/дм³, натрий – 1131 мг/дм³, кальций – 20 мг/дм³, магний – 6 мг/дм³, хлор – 1075 мг/дм³, гидрокарбонат – 39 мг/дм³, йод – 3,6 мг/дм³, бром – 4,6 мг/дм³.

Сопоставление методических погрешностей в определении содержания основных компонентов водорастворенного состава со стандартными отклонениями в наблюдаемых данных позволяет оценить природную неоднородность химического состава подземных вод ААС ВК по отдельным компонентам на рассматриваемых месторождениях.

Согласно ранее проведенным исследованиям на рассматриваемых месторождениях [152, 179], содержание основных элементов ионно-солевого и микрокомпонентного состава в водах ААС ВК в целом характеризуется отсутствием явных трендовых изменений во времени, что обусловлено относительно незначительными объемами откачки вод (по сравнению с общими ресурсами ААС ВК и, соответственно незначительными зонами водоотбора, охваченными эксплуатацией).

При этом необходимо учитывать, что на месторождениях в процессе их эксплуатации фонд скважин, в которых осуществляется отбор проб, по годам может существенно отличаться. И, соответственно, изменчивость в полученных результатах может быть обусловлена опробованием различных участков водоносного горизонта.

В таблице 4.3 приведены средние значения и стандартные отклонения показателей геохимического состава проб пластовых вод по результатам гидрогеохимических опробований на рассматриваемых месторождениях. По

данным таблицы 4.3 построены отношения стандартного отклонения и среднегодового значения каждого гидрогеохимического показателя, представленные на рисунке 4.20.

Таблица 4.3 – Средние значения и стандартные отклонения* показателей геохимического состава проб пластовых вод

Месторождение	М, г/дм ³	Na ⁺ +K ⁺ , мг/дм ³	Ca ²⁺ , мг/дм ³	Mg ²⁺ , мг/дм ³	Cl ⁻ , мг/дм ³	HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	Γ, мг/дм ³	Br ⁻ , мг/дм ³
Среднеобская НГО								
Аганское	19.8 (0.9)	6847 (366)	539 (57)	183 (31)	11913 (545)	205 (39)	10.0 (4.6)	43.1 (18.1)
Аригольское	9.8 (0.8)	3339 (276)	352 (44)	61 (22)	5845 (469)	173 (29)	3.0 (1.1)	25.0 (4.1)
Ачимовское	19.0 (0.4)	6552 (404)	531 (46)	155 (40)	11491 (309)	205 (48)	11.6 (4.8)	46.7 (16.2)
Ватинское	20.6 (0.9)	7055 (281)	660 (74)	197 (39)	12450 (533)	197 (24)	9.6 (5.8)	43.2 (17.2)
Западно-Асомкинское	18.3 (1.6)	5859 (240)	391 (45)	125 (32)	9879 (377)	305 (113)	21.5 (5.0)	35.8 (40.6)
Западно-Усть-Балыкское	16.4 (0.7)	6526 (215)	483 (6)	157 (28)	11268 (457)	207 (29)	13.0 (6.4)	27.5 (16.5)
Западно-Чистинное	18.7 (0.6)	4556 (351)	854 (134)	128 (52)	8749 (424)	172 (47)	17.1 (4.8)	24.9 (9.3)
Ининское	14.4 (0.7)	6813 (379)	533 (93)	150 (36)	11831 (465)	195 (42)	6.4 (4.3)	36.4 (14.4)
Кетовское	19.6 (0.9)	3283 (358)	319 (55)	59 (31)	5647 (494)	171 (31)	10.3 (5.8)	39.7 (18.9)
Максимкинское	9.5 (0.9)	7007 (270)	710 (57)	169 (41)	12472 (444)	189 (21)	3.2 (3.1)	29.5 (19.1)
Мегионское	20.6 (0.7)	6964 (247)	708 (77)	188 (37)	12435 (516)	218 (60)	9.5 (5.5)	46.9 (12.4)
Мыхпайское	20.5 (0.8)	6579 (427)	490 (47)	168 (34)	11361 (697)	214 (42)	11.1 (6.4)	36.4 (17.7)
Ново-Покурское	18.9 (1.2)	7105 (425)	490 (74)	199 (46)	12253 (655)	248 (49)	9.6 (6.2)	45.2 (13.2)
Островное	20.4 (0.9)	6914 (464)	514 (88)	187 (45)	12006 (689)	234 (59)	17.4 (4.1)	26.4 (5.1)
Покамасовское	20.0 (1.0)	6551 (608)	652 (75)	204 (79)	11716 (880)	202 (25)	13.2 (4.0)	54.0 (14.9)
Северо-Ореховское	19.5 (1.6)	6840 (644)	495 (97)	156 (37)	11712 (1010)	241 (92)	11.2 (3.2)	53.4 (3.1)
Северо-Островное	19.7 (1.6)	7064 (287)	589 (80)	176 (60)	12318 (433)	198 (15)	10.9 (5.1)	39.1 (16.9)
Северо-Покурское	20.6 (1.0)	6531 (155)	483 (44)	159 (30)	11264 (226)	269 (101)	7.8 (3.9)	51.1 (8.9)

Окончание таблицы 4.3

Месторождение	М, г/дм ³	Na ⁺ +K ⁺ , мг/дм ³	Ca ²⁺ , мг/дм ³	Mg ²⁺ , мг/дм ³	Cl ⁻ , мг/дм ³	HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	Г, мг/дм ³	Br ⁻ , мг/дм ³
Тайлаковское	20.6 (1.0)	6501 (652)	495 (207)	161 (45)	11220 (1064)	232 (51)	13.1 (6.2)	44.7 (15.4)
Узунское	18.7 (1.7)	6612 (459)	552 (55)	165 (36)	11614 (677)	201 (29)	6.7 (3.3)	39.1 (9.7)
Чистинное	19.2 (1.4)	6795 (498)	561 (136)	123 (40)	11699 (767)	221 (81)	11.5 (4.5)	43.1 (17.5)
Локозовское	19.7 (1.3)	7017 (359)	510 (48)	173 (39)	12162 (493)	327 (378)	11.0 (5.2)	43.9 (18.0)
Южно-Островное	19.6 (1.1)	6744 (371)	473 (34)	173 (36)	11659 (535)	202 (49)	18.0 (6.1)	29.6 (25.4)
Южно-Покамасовское	18.7 (0.7)	6847 (366)	539 (57)	183 (31)	11913 (545)	205 (39)	8.2 (3.7)	44.7 (12.3)
Пур-Тазовская НГО								
Пяяхинское	17.7 (2.0)	6295 (764)	319 (159)	72 (30)	10216 (1060)	349 (114)	9.2 (8.1)	30.5 (26.2)
Тазовское	16.7 (1.3)	5952 (536)	338 (134)	101 (35)	9790 (813)	368 (142)	11.3 (7.7)	38.6 (24.7)
Надым-Пурская НГО								
Уренгойское	17.4 (1.5)	6414 (617)	283 (113)	103 (41)	10270 (899)	249 (110)	13.4 (6.3)	48.4 (7.1)
Северо-Губкинское	17.5 (1.2)	6259 (778)	301 (107)	107 (49)	10301 (1261)	310 (200)	11.3 (2.8)	36.1 (10.8)

* Значения стандартных отклонений приведены в скобках.

Стандартное отклонение общей минерализации пластовых вод рассматриваемого комплекса (Рисунок 4.20, а)) в основном не превышает лабораторной погрешности метода. Наблюдаемые повышенные стандартные отклонения на ряде месторождений (Западно-Асомкинском, Северо-Ореховском, Северо-Островном, Узунском, Новопокурском, Мыхпайском, Пяяхинском, Тазовском, Уренгойском), по-видимому, связана с повышенными стандартными отклонениями в содержании кальция и гидрокарбоната.

Величина стандартного отклонения натрия (вместе с калием) и хлора, (Рисунок 4.20, б) и в)) также не превышает погрешностей используемых методик лаборатории. Это может быть связано с природой формирования хлоридных натриевых вод терригенных отложений, где источниками хлора и натрия служат седиментационные воды [151].

В целом такая картина ожидаема для вод ААС ВК Западно-Сибирского мегабассейна, для которых морской генезис содержания ионов натрия и хлора определяет слабую изменчивость распределения этих параметров по напластованию отложений. А локальные особенности строения и свойств вмещающих отложений в относительно малой степени влияют на процессы постседиментационного преобразования в отношении содержания этих компонентов.

Иначе выглядит картина относительно стандартного отклонения концентраций ионов кальция, магния, гидрокарбоната, йода и брома (Рисунок 4.20, г), д), е), ж), з)) – практически все данные превышают погрешности методик определения этих компонентов, что указывает на иную (в отличие от ионов натрия и хлора) природу формирования этих компонентов в подземных водах.

Экспериментальными исследованиями К.Е. Питевой и С.А. Ковалевской (1978) отмечена огромная роль пород в формировании химического состава подземных вод [151]. Характер изменения состава растворов определяется особенностями состава пород. Если в терригенных породах присутствует карбонатный цемент, вследствие его выщелачивания в воды переходят кальций, магний, гидрокарбонат-ион. В результате взаимодействия с породами растворы могут изменять количественный состав того или иного компонента.

Наличие в составе коллекторов осадочных пород Западно-Сибирского бассейна глинистого и карбонатного цемента (Зосимов, 1985; Сидоренков и др. 1985; Щепеткин, 1970; Рыльков и др., 2015;), способствует распространенности процессов углекислотного выщелачивания при взаимодействии подземных вод с водовмещающими породами (Розин, 1970).

Источником кальция, магния и гидрокарбонат-иона в подземных водах могут служить алюмосиликатные минералы, попадающие в раствор при взаимодействии с горными породами, а также глинистые породы,

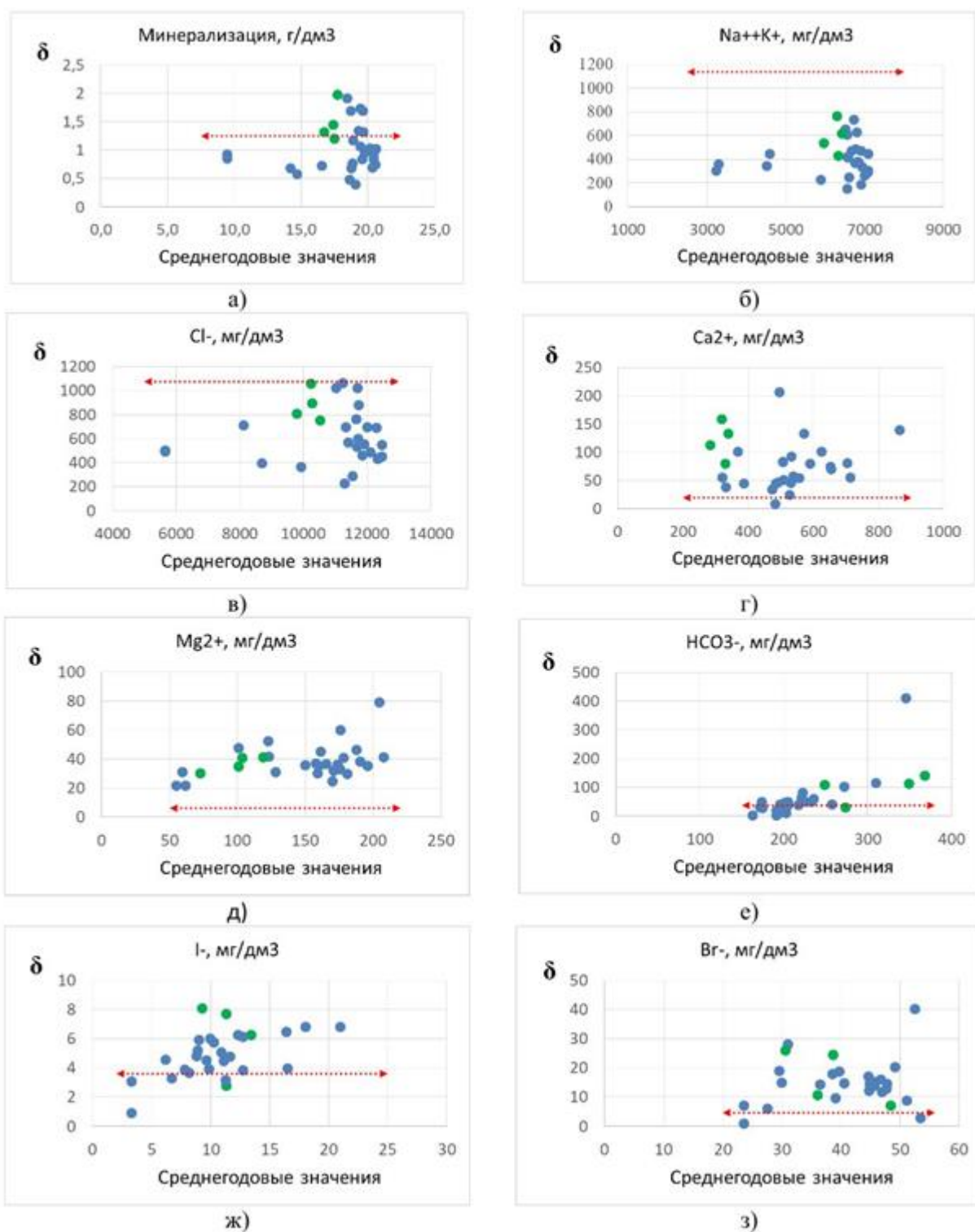


Рисунок 4.20 – Стандартные отклонения среднегодовых значений гидрогеохимических показателей
(а – минерализация, б – натрий, в – хлор, г – кальций, д – магний, е – гидрокарбонат, ж – йод, з – бром)

Условные обозначения:

- Среднегодовое значение показателя по месторождению Среднеобской НГО
- Среднегодовое значение показателя по месторождению Надым-Пурской или Пур-Тазовской НГО
- ⬅⋯⋯⋯➡ Погрешность метода определения показателя

контактирующие с водами морского генезиса, продукты преобразования органического вещества (Питьева, 1978; Шварцев, 1991).

Литогенный характер природы микроэлементов в пластовых водах отмечается и в работах В.М. Матусевича [123].

Йод в подземных водах – это элемент биогенного происхождения, основным источником которого является захороненное органическое вещество морского генезиса (Ферсман, 1939; Виноградов, 1927; Питьева, 1978). Максимальные количества йода приурочены к глинистым породам, обогащенным органическим веществом.

Основным источником бромид-иона в водах служат захороненные вместе с осадками подземные воды морских бассейнов (Смирнов, 1974; Учителева, 1974; Самарина, 1977). Преобладающая форма брома в терригенных породах (особенно глинистых) и карбонатных – сорбированная (Питьева, 1978). Высокая растворимость соединений брома объясняет природу его вариативности в подземных водах.

4.2.2 Результаты длительных режимных гидрогеохимических исследований по отдельным водозаборным скважинам.

Необходимо учитывать, что на месторождениях в процессе их эксплуатации фонд скважин, в которых осуществляется отбор проб, по годам может существенно отличаться. И, соответственно, изменчивость в полученных результатах может быть обусловлена опробованием различных участков водоносного горизонта.

В рамках рассмотренных в данной работе данных длительных режимных гидрогеохимических исследований имеются материалы по составу проб подземных вод, отбираемых из одной водозаборных скважины в течение длительного времени. На рисунке 4.21 приведен пример таких данных по прослеживанию содержания основных микро- и макрокомпонентов в водах по скважине 576 Тайлаковского месторождения за период с 2011 по 2024 гг.

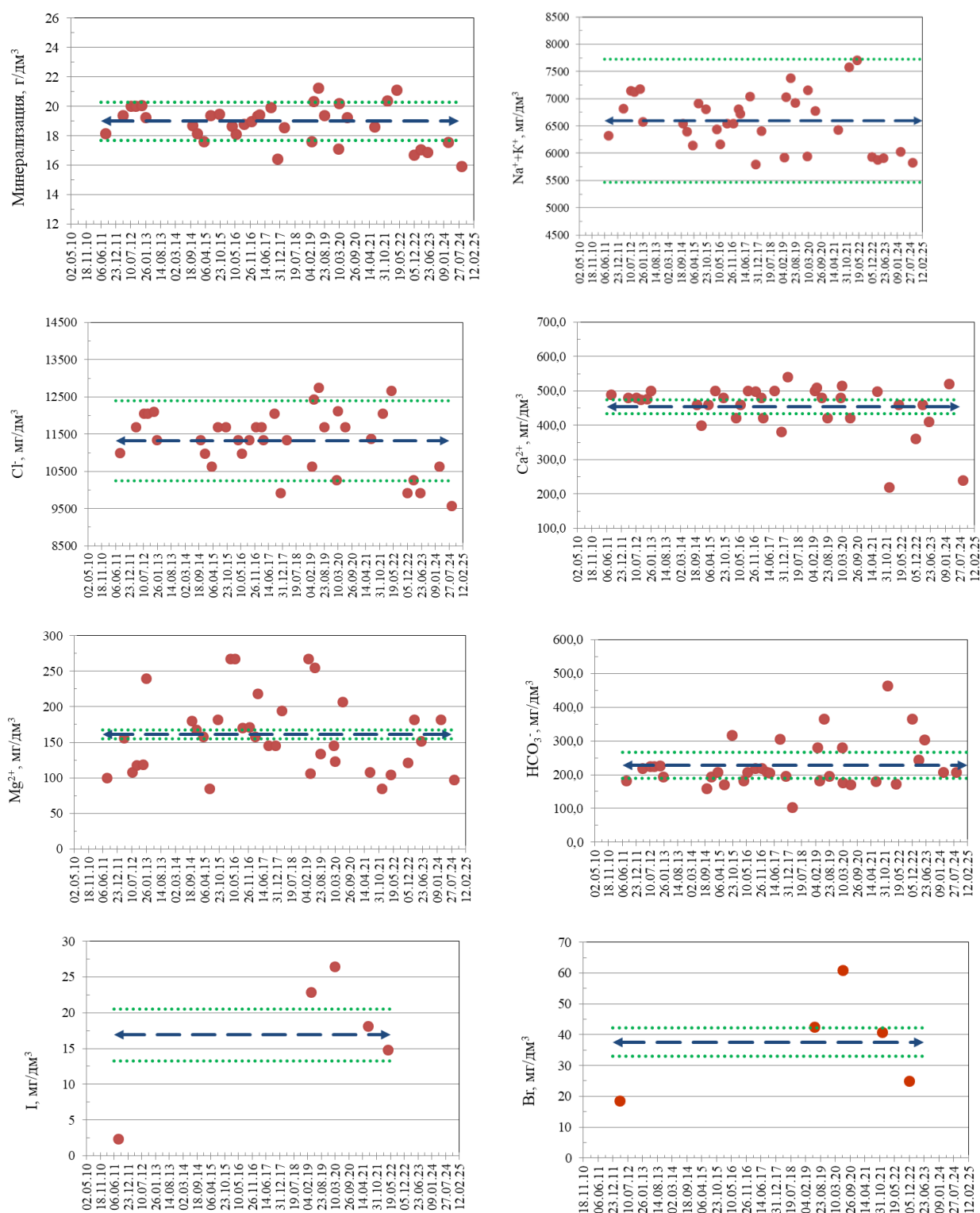


Рисунок 4.21 – Содержание основных макро- и микрокомпонентов в водах ежеквартальных проб по скважине 576 Тайлаковского месторождения

На рисунке 4.21 также вынесены линии средних значений этих параметров и границы возможных отклонений в рамках погрешностей лабораторных методов. Аналогичные результаты прослеживаются по этим

компонентам (и микрокомпонентам) и в составе проб скважин других месторождений (Рисунки 4.22-4.23).

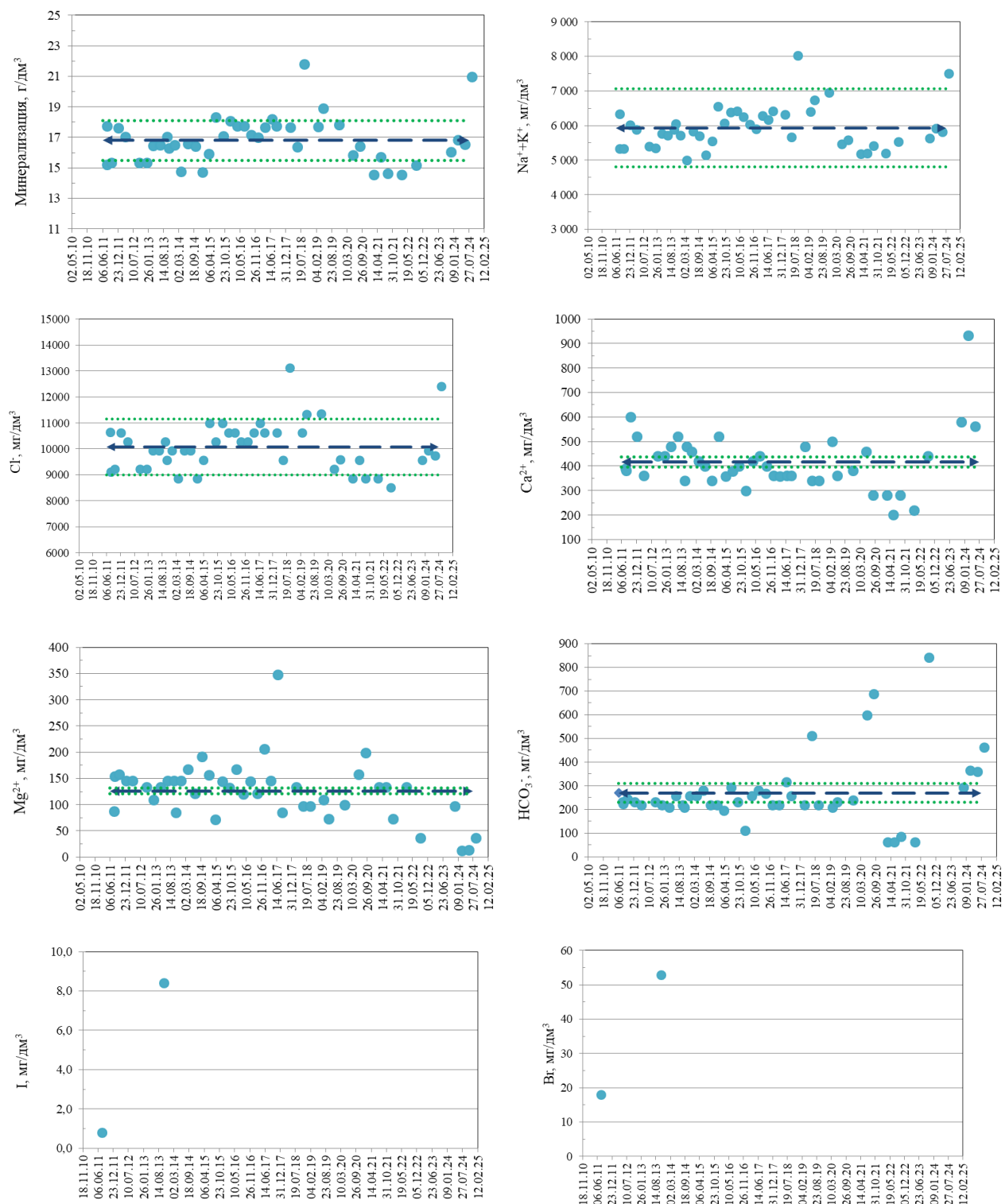


Рисунок 4.22 – Содержание основных макро- и микрокомпонентов в водах ежеквартальных проб по скважине скв.1 в Западно-Усть-Балыкского

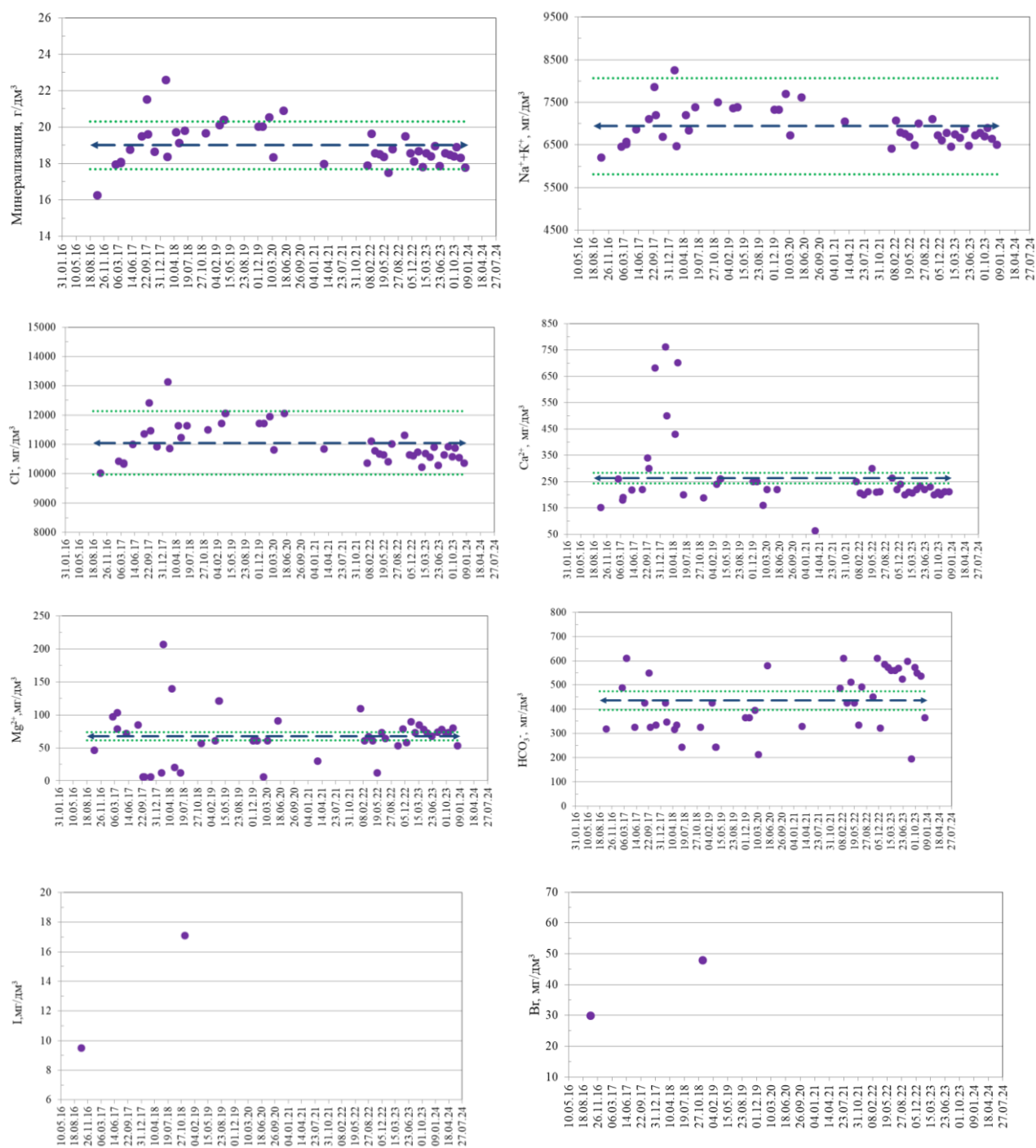


Рисунок 4.23 – Содержание основных макро- и микрокомпонентов в водах ежеквартальных проб по скважине скв.3в Пяяхинского месторождения

Полученные в данной главе результаты позволяют сделать вывод о естественных (не техногенных) причинах наблюдаемой вариативности данных компонентов.

Слабая изменчивость распределения ионов натрия и хлора по

напластованию отложений, как представляется, обусловлено унаследованностью их наличия в подземных водах от вод морского бассейна. Локальные особенности строения и свойств вмещающих отложений в относительно малой степени влияют на содержание этих компонентов.

Иначе выглядит картина относительно ионов кальция, магния, гидрокарбоната, йода и брома в подземных водах мезозойских отложений Западной Сибири – природы их формирования в значительной степени зависит от процессов постседиментационного преобразования с участием минерального скелета и органического вещества, и, соответственно от локальной неоднородности свойств вмещающих отложений.

Полученные результаты являются обоснованием **четвертого защищаемого положения:**

Вариативность содержания кальция, гидрокарбоната, йода и брома в пробах подземных вод, значительно превышает погрешности аналитических методов их определения, а содержание основных макрокомпонентов – ионов натрия и хлора характеризуется сопоставимой с погрешностью вариативностью, что отражает различие в природе формирования компонентного состава подземных вод. Унаследованность от вод морского бассейна определяет слабую изменчивость распределения ионов натрия и хлора. Содержание ионов кальция, магния, гидрокарбоната, йода и брома в значительной степени зависит от локальной неоднородности свойств вмещающих отложений и процессов постседиментационного преобразования с участием минерального скелета, и органического вещества.

4.3. Выводы по главе

В разделе проанализированы результаты гидрогеохимического опробования ААС ВК на территории Надым-Пурской, Пур-Тазовской НГО с привлечением данных более длительных режимных наблюдений за подземными водами подземными водами Среднеобской НГО (всего 27

водозаборных участков и 19 участков закачки).

Детальное рассмотрение геохимического состава пластовых вод ААС ВК (более 4700 проб), совместно с данными по эксплуатации месторождений, накопленными объемами добычи и закачки вод, позволяют проанализировать динамику во времени содержания основных определяемых макрокомпонентов – ионов натрия, хлора, кальция, магния, гидрокарбоната, и определяемых менее регулярно микрокомпонентов – йода, брома.

Согласно результатам многолетних режимных исследований, на рассматриваемых месторождениях, не смотря на существенную вариативность содержания некоторых компонентов (кальция, магния, гидрокарбоната, йода и брома), явного тренда в динамике ионно-солевого состава вод во времени не выявлено.

На основе расчета стандартных отклонений содержания макро- и микрокомпонентов в водах по водозаборах рассматриваемых месторождений и их сопоставления с методическими погрешностями лабораторных методов определения химического состава вод установлено, что вариация в содержании основных водорастворенных компонентов – натрия и хлора, сопоставима с погрешностями аналитических методов, что означает однородность содержания этих компонентов в пробах в пределах отдельных месторождений.

Для других макро- и микрокомпонентов – кальция, гидрокарбоната, йода и брома, вариации существенно превышают аналитическую погрешность. Таким образом, в содержании этих компонентов прослеживается значимая неоднородность.

На месторождениях углеводородов в процессе их эксплуатации фонд скважин, в которых осуществляется отбор проб, по годам может существенно отличаться, поэтому изменчивость в полученных результатах может быть обусловлена опробованием различных участков водоносного горизонта.

Однако проанализированные данные режимных гидрогеохимических исследований подземных вод, отбираемых из одной водозаборной скважины (скважина 576 Тайлаковского месторождения) в течение длительного времени (2011-2024 гг.) также подтверждают вариации ионов кальция, гидрокарбоната, йода и брома, которые существенно превышают аналитическую погрешность. Аналогичные результаты прослеживаются по этим компонентам (и микрокомпонентам) и в составе проб скважин других месторождений (скв.1в Западно-Усть-Балыкского месторождения (2010-2025 гг.), скв.3в Пяяхинского месторождения (2016-2024 гг.)).

Полученные результаты позволяет сделать вывод о естественных (не техногенных) причинах наблюдаемой вариативности данных компонентов.

Слабая изменчивость распределения ионов натрия и хлора по напластованию отложений, обусловлена унаследованностью их наличия в подземных водах от вод морского бассейна.

Природа формирования ионов кальция, магния, гидрокарбоната, йода и брома в подземных водах мезозойских отложений Западной Сибири в значительной степени зависит от процессов постседиментационного преобразования с участием минерального скелета и органического вещества, и, соответственно от локальной неоднородности свойств вмещающих отложений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе изучены подземные воды юрско-меловых отложений в пределах северной части Западно-Сибирского мегабассейна, включающую Надым-Пурскую, Пур-Тазовскую нефтегазоносные области с привлечением данных по Среднеобской НГО.

Анализ современных данных разработки месторождений нефти и газа северных районов Западной Сибири показывает, что основной объем техногенной нагрузки испытывает апт-альб-сеноманский водоносный комплекс, нагрузка на неокомский и юрский водоносные комплексы относительно невелика и связана в основном с извлечением попутных вод.

Обобщение результатов физико-химического моделирования по оценке выпадения максимального осадка кальцита при взаимодействия пластовых и закачиваемых вод как в системах ППД (68% случаев), так и в пунктах размещения излишков попутно добываемых вод в поглощающий горизонт (74% случаев), свидетельствуют о преобладании совместимости подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса с водами продуктивных отложений. Приведенные средние данные по осадкообразованию в целом характерны для Среднеобской НГО, по которой выполнена преобладающая доля от общего количества исследований.

Для Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО наблюдается значимое отличие в результатах. В преобладающей массе проведенных расчетов (90%) максимальные – до 151 мг/дм^3 , значения кальцита были получены при соотношении закачиваемой и пластовой воды 9:1 для Надым-Пурской НГО, до 320 мг/дм^3 – Пур-Тазовской НГО. Для Надым-Пурской НГО единичный случай максимального значения осадка по расчетному моделированию (226 мг/дм^3) зафиксирован при соотношении 7:3.

Результаты физико-химического моделирования для смешения излишков попутно добываемых, хозяйственно-бытовых вод, размещаемых в ААС ВК, с подземными водами этого комплекса по Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО прогнозируют осадок карбоната кальция при соотношении

9:1 закачиваемых и пластовых вод. Но количественные значения расчетного количества осадка существенно меньше – до 66 мг/дм³, в отличие от Среднеобской НГО.

Автором проанализированы результаты десятилетних исследований состава подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса Западно-Сибирского гидрогеологического бассейна, проводимых на нефтяных месторождениях Среднеобской НГО, Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей. Подземные воды указанного комплекса подвергаются техногенной нагрузке в связи с их использованием для целей поддержания пластового давления в залежах, а также из-за сброса в комплекс излишков попутно добываемых вод (всего 27 водозаборных участка и 19 участков закачки).

Полученные данные мониторинга подземных вод на рассмотренных месторождениях углеводородов отражают существенную вариативность в содержании отдельных компонентов в пробах подземных вод. Однако явные трендовые изменения ионно-солевого состава вод ААС ВК во времени отсутствуют, что позволяет сделать вывод об отсутствии существенного техногенного влияния на изменение гидрогеохимических условий вод апт-альб-сеноманского комплекса.

Наблюдаемая высокая вариативность в содержании кальция, гидрокарбоната, йода и брома в пробах подземных вод, значительно превышает погрешности аналитических методов их определения. Это, а также идентичность режимов отборов проб, позволяет сделать вывод о естественных (не техногенных) причинах наблюдаемой вариативности и их генетической связи с локальной неоднородностью состава и свойств вмещающих пород.

Сопоставление выявленной изменчивости в содержании отдельных компонентов подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса на рассматриваемых месторождениях с погрешностями методик лабораторных определений этих параметров свидетельствует о природных (не техногенных) причинах наблюдаемой вариативности данных компонентов.

Представленные результаты свидетельствуют о решении поставленных в диссертации задач по изучению закономерностей формирования химического состава пластовых вод юрско-меловых отложений Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей с привлечением данных Среденобской НГО; обобщению результатов физико-химического моделирования личных исследований автора и фондовых материалов отчетов по оценке запасов подземных вод с целью их использования в системах поддержания пластового давления залежей нефтяных месторождений, а также отчетов гидрогеологического обоснования размещения излишков попутно-добываемых вод в поглощающий горизонт; анализу данных гидрогеохимических наблюдений, в интерпретации которых автор лично принимал участие, и по другим данным. Оценка современного гидрогеохимического облика подземных вод в связи с разработкой месторождений углеводородов и первоначального гидрогеохимического фона глубоких горизонтов.

Опыт проведения регулярных наблюдений за подземными водами на месторождениях нефтегазоносных регионов показывает, что метод систематизации и разделения параметров контролируемых объектов на природную и техногенную составляющую, является достаточно адекватным отражением возможных трансформаций химического состава ААС ВК.

Рекомендуется дальнейшее изучение современных гидрогеохимических условий на локальных объектах в связи с разнообразием геологических условий в различных нефтегазоносных районах или областях на основе увеличивающегося объема данных мониторинга подземных вод на нефтепромыслах, в том числе на слабо- и неравномерно изученных территориях на этапе поисково-разведочных работ.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ААС ВК – апт-альб-сеноманский водоносный комплекс

АБ – артезианский бассейн

ГИС – геофизические исследования скважин

ГКЗ – государственная комиссия по запасам полезных ископаемых

ДЮК – доюрский комплекс

ЗСМБ – Западно-Сибирский мегабассейн

ЗСГС – Западно-Сибирская эпипалеозойская геосинеклиза

K_{Π} – коэффициент пористости

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости

ММП – многолетнемерзлые породы

МРСС – Межведомственное региональное стратиграфическое совещание

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

НГО – нефтегазоносная область

НГР – нефтегазоносный район

ОСТ – отраслевой стандарт

ППД – поддержание пластового давления

СанПиН – санитарные правила и нормы

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ФХМИ ЗСФ ИНГГ СО РАН – лаборатория физико-химических методов исследований Западно-Сибирского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

УВ – углеводороды

ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ

ЯНАО – Ямало-Ненецкий автономный округ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная

1. Абрамова, О. П. Проблемы повышения достоверности компьютерных моделей природного и техногенного солеотложения в геологической среде [Электронный ресурс] / О. П. Абрамова, Л. А. Абукова, С. Н. Попов // Современные проблемы науки и образования. – 2011. – № 4. – Режим доступа: URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=4734> (дата обращения: 19.03.2025).
2. Абукова, Л. А. Новые подходы к моделированию процессов техногенного солеотложения в коллекторах нефти и газа / Л. А. Абукова, Г. Ю. Исаева, П. В. Манулик. // Материалы VIII Международной конференции «Новые идеи в науках о Земле». – Москва. – 2007.
3. Абукова, Л. А. Гидрогеохимический мониторинг разработки месторождений углеводородов / Л. А. Абукова, О. П. Абрамова, Е. П. Варягова // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2015. – № 2(12). – С. 2.
4. Анализ неоднородности результатов гидрогеохимического мониторинга апт-альб-сеноманского комплекса на месторождениях Западной Сибири / А. Г. Плавник, Ю. И. Сальникова, В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 2(170). – С. 39-53. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-2-39-53.
5. Анализ совместимости минерализованной пластовой воды газоконденсатных месторождений Восточной Сибири с водными растворами метанола / В. Б. Крапивин, В. А. Истомин, В. Г. Квон [и др.] // Нефтегазохимия. – 2023. – № 1. – С. 33-39. – DOI 10.24412/2310-8266-2023-1-33-39.
6. Гатальский, М. А. Методика и основные принципы составления сводной гидрогеологической карты для оценки перспектив нефтегазоносности артезианских бассейнов в масштабе 1:5000000 / М. А. Гатальский, В. Б. Торгованова // Труды ВНИГРИ. – 1973. – № 338. – С. 7-16.

7. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода: в 5 томах. Т. 1: Система вода-порода в земной коре: взаимодействие, кинетика, равновесие, моделирование / В. А. Алексеев [и др.]; отв. редактор тома С. Л. Шварцев; ОИГГМ СО РАН [и др.]. Новосибирск : Издательство СО РАН, 2005. – 244 с.

8. Аплонов С. В., Шмелев Г.Б. Новая геодинамическая модель Баренцево-Карского шельфа и прилегающей суши // Доклады АН. – 1996. – Т. 351. С. 51-53.

9. Астапов А. П., Брадучан Ю. В., Боровский В. В., Воронин А. С. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Западно-Сибирская. Лист Р 43 – Сургут. Объяснительная записка. – СПб. : Картфабрика ВСЕГЕИ, 2012. – 342 с. + 13 вкл.

10. Ахметгареев, В. В. Результаты лабораторного моделирования закачки низкоминерализованной воды в песчаники и известняки некоторых месторождений Татарстана // Нефт. хоз-во. – 2016. – № 6. – С. 90-93.

11. Баженов, В. А. Масштабы вторичного карбонатообразования в породах Васюганской свиты Нюрольской впадины / В. А. Баженов, Е. А. Жуковская, Н. М. Недоливко // Актуальные вопросы геологии и географии Сибири. Т. 2 : материалы научной конференции, посвященной 120-летию основания Томского государственного университета, 1-4 апреля 1998 г., г. Томск. – Томск, 1998. – С. 16-18.

12. Бешенцев, В. А. Гидрогеологические условия мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Русского газонефтяного месторождения / В. А. Бешенцев, Ю. И. Сальникова, С. В. Воробьева // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 5(143). – С. 20-35. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-5-20-35.

13. Бешенцев, В. А. Основы организации и ведения гидрогеоэкологического мониторинга в Ямало-Ненецком

нефтегазодобывающем регионе / В. А. Бешенцев, О. Г. Бешенцева // Горные ведомости. – 2007. – № 6(37). – С. 34-41

14. Бешенцева, О. Г. Гидрогеологические условия подземного захоронения промышленных сточных вод нефтегазовых комплексов ЯНАО : специальность 25.00.07 "Гидрогеология" : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого- минералогических наук / Бешенцева Ольга Григорьевна. – Тюмень, 2001. – 131 с.

15. Бешенцева, О. Г. Мировой и отечественный опыт подземного захоронения сточных вод / О. Г. Бешенцева, В. П. Ильченко, В. М. Матусевич // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2000. – № 2. – С. 4-9.

16. Боровская, Т. А. Проблемы одновременного использования аптальб-сеноманского комплекса как источника водоснабжения для систем поддержания пластового давления (ППД) и как резервуара для закачки сточных вод / Т. А. Боровская, В. Г. Ланшаков // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского Мегабассейна : Материалы Всероссийской научно-технической конференции, посвященной 100-Летию Байбакова Николая Константиновича, Тюмень, 15 Апреля 2011 Года. – Тюмень: Тюменский Государственный Нефтегазовый Университет, 2011. – С. 232-234.

17. Бочкарев, В. С. Тектоника фундамента, триасового рифтогенного комплекса и чехла Западно-Сибирской равнины. Тектоника неогей: общие и региональные аспекты / В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, Н.П. Дещеня. – М.: ГЕОС. – 2001. – Т.1. – С. 69-72.

18. Бриков, А. В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство по борьбе с образованием солей / А. В. Бриков, А. Н. Маркин. – М. : Де`Либри, 2018. – 335 с.

19. Букаты, М. Б. Моделирование геомиграции. Возможности практического решения гидрогеохимических задач. Проблемы качества численных моделей системы вода-порода / М. Б. Букаты // Геологическая

эволюция и самоорганизация системы вода-порода. Т.1. / под гл. ред. С. Л. Шварцев. // Новосибирск : СО РАН, 2005. С. 243-332.

20. Богомяков, Г. П. Гидрогеологические критерии нефтегазоносности в условиях Западно-Сибирского артезианского бассейна / Г. П. Богомяков, В. А. Нуднер, Б. П. Ставицкий, Г. А. Толстиков. – Труды ЗапСибНИГНИ. – 1967. – вып.3. – С. 188-193.

21. Вертикальная и латеральная гидрогеохимическая зональность подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Б. П. Ставицкий, А. Р. Курчиков, А. Э. Конторович, А. Г. Плавник // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5-6. – С. 58-84.

22. Вагин, С. Б. О палеогидрогеологических условиях формирования подземных вод нефтегазоносных отложений Западно-Сибирской низменности / С. Б. Вагин, А. А. Карцев, Г. И. Уварова, И. В. Яворчук // Известия выс. учеб. заведений. Нефть и газ. – 1966. – №7.

23. Виноградов, А. Н. Йод в природе / А. Н. Виноградов – Природа, 1927. – №9.

24. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: Справочник / Под ред. Л.М. Зорькина - М.: Недра, 1989. - 382 с.

25. Волков, В. Н. Оценка степени техногенного минералообразования в процессе заводнения нефтегазоносных пластов-коллекторов / В. Н. Волков, Э. С. Сианисян. // Научный журнал Российского газового общества. – 2015. – № 2-3. – С. 15-19.

26. Воробьев, С. В. Тектоническая дислоцированность мезозойско-кайнозойских отложений как один из основных нефтегазоконтролирующих признаков в северной части Западно-Сибирской плиты / С. В. Воробьев, П. А. Горбунов, О. В. Максименко // Геология нефти и газа. Актуальные проблемы нефтегазовой геологии. – 2020. – 1. С. 57-68. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-57-68

27. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения залежей углеводородов, и их значение для оптимизации геологоразведочных пород : сб. науч. ст. / Всесоюз. нефт. н.-и. геол.-развед. ин-т; науч. ред. Р. С. Сахибгареев, Л. Н. Капченко. – Ленинград : ВНИГРИ, 1990. – 263 с.
28. Гаррелс, Р. М. Минеральные равновесия / Р. М. Гаррелс; пер. с англ., ред. Щербина В. В. – М. : Изд-во иностр. литературы, 1962. – 306 с.
29. Гаррелс, Р. М. Растворы, минералы, равновесия / Р. М. Гаррелс, Ч. Л. Крайст Ч.Л.; пер. с англ. – М. : Мир, 1968. – 368 с.
30. Гладков, П. Д. Особенности реализации систем заводнения в условиях продуктивных горизонтов неокомского комплекса Западной Сибири / П. Д. Гладков, М. К. Рогачев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – № 7. – С 1-13.
31. Геолого-гидрогеологическое обоснование подземного захоронения нефтепромысловых стоков на полигонах нефтяных месторождений / А. А. Логинов, Б. М. Зильберштейн, Е. С. Ловчева, А. Ю. Сорокин // Недропользование XXI век. – 2007. – № 3. – С. 13-20.
32. Геология СССР. Полезные ископаемые. Западно-Сибирская низменность. Том 44. Часть II / Под ред. А.В. Сидоренк. – М.: Недра, 1964. – 276 с.
33. Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья / Д. А. Новиков, А. Е. Шохин, А. А. Черников [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 4(136). – С. 70-81. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-4-70-81.
34. Гидрогеология СССР. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области) : монография / под ред. В.А. Нуднера, Ю.К. Миронова, Б.П. Ставицкого и [др.] – М : Недра, 1970. – Т. 16 – 368 с.

35. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В. В. Муляк, В. Д. Порошин, Ю. П. Гаттенбергер, Л. А. Абукова, О. И. Леухина. – М. : ГЕОС, 2007. – 245 с.

36. Гидродинамические и гидрогеотермические условия зоны развития пресных подземных вод полярного Урала / В. А. Бешенцев, Р. Н. Абдрашитова, Ю. И. Сальникова, Ю. В. Беспалова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 1. – С. 16-23. – DOI 10.31660/0445-0108-2017-1-16-23.

37. Гидрогеохимические условия нефтегазовых областей Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (часть 1) / В. А. Бешенцев, Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова, С. В. Воробьева // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 5(137). – С. 10-22. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-5-10-22.

38. Гидрогеохимические условия нефтегазовых областей Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (часть 2) / В. А. Бешенцев, Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова, С. В. Воробьева // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 6(138). – С. 19-30. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-6-19-30.

39. Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна / Б. П. Ставицкий, А. Р. Курчиков, А. Э. Конторович, А. Г. Плавник // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 7. – С. 826-832.

40. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта : учебник для вузов по спец. "Технология и комплекс. механизация разраб. нефт. и газовых месторождений" / Ш. К. Гиматудинов, А. И. Ширковский. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Недра, 1971. – 312 с.

41. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 1 000 000. Третье поколение. Серия Западно-Сибирская. Лист Р-44 – р. Вах. Объяснительная записка / Я. Э. Файбусович, А. С. Воронин, Т. В.

Маркина и др. Минприроды России, Роснедра, ФГБУ «ВСЕГЕИ», ФАУ «ЗапСибНИИГГ». – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2020. – 192 с. + 1 вкл.

42. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Западно-Сибирская. Лист Q-43 – Новый Уренгой. Объяснительная записка / Ю. В. Брадучан, Е. П. Василенко, А. С. Воронин, Т. Е. Горелина и др. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. 320 с. + 10 вкл.

43. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 1 000 000. Третье поколение. Серия Западно-Сибирская. Лист R-43 – Обская губа. Объяснительная записка / Лебедева Е. А., Файбусович Я. Э., Назаров Д. В. и др. – Минприроды России, Роснедра, ФГБУ «ВСЕГЕИ». – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2019. – 182 с.: ил. 1 вкл

44. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 1 000 000. Третье поколение. Серия Западно-Сибирская. Лист R-44 – Гыданский п-ов. Объяснительная записка / Лебедева Е. А., Файбусович Я. Э., Назаров Д. В. и др. – Минприроды России, Роснедра, ФГБУ «ВСЕГЕИ». – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2019. – 180 с.: 1 вкл.

45. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 1 000 000. Третье поколение. Серия Западно-Сибирская. Лист Q-44 – Тазовский. Объяснительная записка / Лебедева Е. А., Файбусович Я. Э., Назаров Д. В. и др. – Минприроды России, Роснедра, ФГБУ «ВСЕГЕИ». – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2020. – 191 с.: ил. 1. + 1 вкл.

46. Государственный мониторинг состояния недр / Н. В. Алексеева, А. А. Вожик, С. А. Голубев [и др.] // Разведка и охрана недр. – 2023. – № 11. – С. 11-14. – DOI 10.53085/0034-026X_2023_11_11.

47. Губанов, В. Б. Лабораторная оценка совместимости закачиваемой воды с пластовой водой и породой ярактинского горизонта / В. Б. Губанов, С. Н. Карпов, С. И. Савченко // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 7. – С. 40-42.

48. Гуревич, А. Е. Теоретические основы нефтяной гидрогеологии / А. Е. Гуревич, Л. Н. Капченко, Н. М. Кругликов. – Л. : Недра, 1972. – 272 с.

49. Гуревич, А. Е. Практическое руководство по изучению движения подземных вод при поисках полезных ископаемых / А. Е. Гуревич. – Л. : Недра, 1980. – 216 с.

50. Гуревич, М. С. Материалы по гидрогеологии южной части Западно-Сибирской низменности в связи с оценкой условий газонефтеносности / М. С. Гуревич // Материалы по геологии, гидрогеологии и нефтегазоносности Западной Сибири. – Тр. ВСЕГЕИ. – Л. : Гостехиздат, 1952. – 200 с.

51. Гуревич, М. С. Подземные воды и растворенные газы Западно-Сибирской низменности / М. С. Гуревич // Тр. ВСЕГЕИ. – М. : Гостехиздат, 1952. – 178 с.

52. Гуревич, М. С. Перспективы газонефтеносности Зауралья по данным изучения подземных вод и растворенных газов. / М. С. Гуревич // Матер. по геологии месторождений полезных ископаемых Советского Союза: Тр ВСЕГЕИ. – М. : Гостоптехиздат. – 2. – 1953. – 230 с.

53. Гуревич, М. С. Материалы по нефтепоисковой гидрогеологии южной части Западной Сибири / М. С. Гуревич // Тр. ВСЕГЕИ, общ. Серия. М. : Госгеолтехиздат. – 1. – 1954. – 154 с.

54. Гуревич, М. С. Принципы комплексного нефтепоискового изучения подземных вод / М. С. Гуревич // Вопросы нефтепоисковой гидрогеологии: Сб. науч.тр. – М. : Госгеолтехиздат. – 1956. – С. 184-197

55. Гуревич, М. С., Петрова, Н.А. Подземные воды Западно-Сибирской низменности. Объяснительная записка к гидрохимической карте СССР в масштабе 1:5000000 / М. С. Гуревич, Н.А. Петрова. – М. : Госгеолтехиздат. – 1958. – 20 с.

56. Гуревич, М. С. Нефтепоисковое значение геохимической зональности подземных вод / М. С. Гуревич // Геохимические методы

поисков нефтяных и газовых месторождений: Сб.науч.тр. – М. : Изд. АН СССР, – 1959. – С.206-221.

57. Гуревич, М. С. Гидрохимические и гидрогеологические показатели нефтегазоносности / М. С. Гуревич // Тр. ВСЕГЕИ. – Л. : Гостоптехиздат, – 1961. – т. 46. – С. 393-423.

58. Делия, С. В. Особенности взаимодействия коллекторов, пластовых и технических вод при разработке нефтегазоконденсатного месторождения им. Ю. Корчагина / С. В. Делия, Л. А. Абукова, О. П. Абрамова [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 18-22.

59. Динамика накопления мезозойско-кайнозойского осадочного слоя Западно-Сибирского бассейна /В. С. Сурков, Л. В. Смирнов, Ф. Г. Гурари и др. // Геология и геофизика. – 1997. Т. 38. – №5. – С. 919-926.

60. Драйвер, Д. Геохимия природных вод : пер. с англ. / Д. Драйвер – М.: Мир, 1985. – 440 с.

61. Дьяконова, Д. В. Результаты использования комплекса геофизических исследований для подсчета запасов и ведения мониторинга подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Д. В. Дьяконова, Н. В. Алексеева // Инженерная, угольная и рудная геофизика-2015. Современное состояние и перспективы развития : Материалы конференции, Сочи, 28 сентября – 02 2015 года. – Сочи : Межрегиональная общественная организация Евро-Азиатское геофизическое общество, 2015. – С. 154-157.

62. Елохина, С. Н. Гидрогеологический мониторинг: объекты, задачи, результаты и проблемы на территории Уральского федерального округа / С. Н. Елохина, Т. В. Прачкина, А. С. Сергеева // Подземная гидросфера : Материалы XXIII Всероссийского совещания по подземным водам востока России с международным участием, Иркутск, 20–26 июня 2021 года. – Иркутск: Институт земной коры СО РАН, 2021. – С. 48-52. – DOI 10.52619/978-5-9908560-9-7-2021-23-1-48-52.

63. Желтов, Ю. В. Об особенностях заводнения нефтяных залежей с глинодержащими коллекторами / Ю. В. Желтов, В. Е. Ступоченко, А. Я. Хавкин [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 7. – С. 42-47.
64. Жуковская, Е. А. Равновесие подземных вод юрских нефтегазоносных отложений Нюрольского осадочного бассейна с кальцитом и сидеритом / Е. А. Жуковская, Т. Н. Силкина // Обской вестник. – 2001. – № 1-2. – С. 71-75.
65. Жуковская, Е. А. Состав вторичных карбонатов юрских нефтегазоносных отложений (Томская область) / Е. А. Жуковская, Н. М. Недоливко, В. А. Баженов // Материалы региональная конференция «Проблемы металлогении юга Западной Сибири». – Томск : ТГУ, 1999. – С. 151-155.
66. Зверев, В. П. Гидрогеохимические исследования системы гипсы – подземные воды / В. П. Зверев; Производ. и науч.-исслед. ин-т по инж. изысканиям в строительстве Госстроя СССР. – Москва : Наука, 1967. – 99 с.
67. Заводнов, С. С. Карбонатное и сульфатное равновесие в минеральных водах. Л., Гидромет, 1965. – 120 с.
68. Зверев, В. П. Гидрогеохимия осадочного процесса / В. П. Зверев. – М. : Наука, 1993. – 184 с.
69. Зверев, В. П. Роль подземных вод в миграции химических элементов. / В. П. Зверев. – М. : Недра, 1982. – 184 с.
70. Зорькин, Л. М. Нефтегазопроисловая гидрогеология / Л. М. Зорькин, М. И. Суббота, Е. В. Стадник. – М. : Недра, 1982.
71. Зорькин, Л. М. Гидрогеологические показатели оценки перспектив нефтегазоносности локальных структур / Л. М. Зорькин, Е. В. Стадник, В. К. Сошников и др. – М. : Недра, 1974. – 80 с.
72. Зорькин, Л. М. Подземная гидросфера как возможный источник газового сырья / Зорькин Л. М., Стадник Е. В., Суббота М. И., Юрин Г. А. – М. : ВИЭМС, 1985. – 44 с.

73. Зосимов, Ф. Н. Типизация карбонатных прослоев // Конкреционный анализ углесодержащих формаций : Сборник научных трудов, Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. – С. 43-48.

74. Карбонаты: Минералогия и химия / П. Х. Риббе, Р. Дж. Ридер, Дж. Р. Голдсмит и др.; под ред. Р. Дж. Ридера; Пер. с англ. [и предисл.] П. П. Смолина. – М. : Мир, 1987. – 329, [1] с.

75. Карцев, А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М. : Недра, 1982.

76. Карцев, А. А., Нефтегазопромысловая гидрогеология / А. А. Карцев, А. М. Никаноров. М. : Недра, 1983. – 199 с.

77. Карцев, А. А. Маломинерализованные воды газовых и нефтяных месторождений, их природа и значение. В кн.: Маломинерализованные воды глубоких горизонтов нефтегазоносных провинций. Киев : Наук, думка, 1985. – с. 4-6.

78. Карцев, А. А. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов / А. А. Карцев, С. Б. Вагин, В. М. Матусевич. – М. : Недра, 1986. – 224 с.

79. Карцев, А. А. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеохимии / А. А. Карцев, Ю. П. Гаттенберг, Л. М. Зорькин и др. М. : Недра, 1992 – 208 с.

80. Кащавцев, В. Е. Предупреждение солеобразования при добыче нефти / В. Е. Кащавцев, Ю. П. Гаттенбергер, С. Ф. Люшин. – М. : Недра, 1985. – 215 с.

81. Кащавцев, В. Е. Использование гидрогеохимических показателей при оценке эффективности заводнения залежей нефти / В. Е. Кащавцев. // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа. Материалы 2-й научно-практической конференции. – Москва, 2000. – С. 27-29.

82. Кащавцев, В. Е. Прогнозирование и контроль солеотложений при добыче нефти / В. Е. Кащавцев, И. Т. Мищенко. – М. : Нефть и газ, 2001. – 134 с.

83. Кащавцев, В. Е. Солеобразование при добыче нефти / В. Е. Кащавцев, И. Т. Мищенко. – М. : Орбита-М, 2004 (ФГУП Изд-во Известия). – 430, [1] с.
84. Конторович, А. Э. Редкие и рассеянные элементы в пластовых водах нефтеносных отложений Западно-Сибирской низменности. // Литология и полезные ископаемые. 1963. – №2. – С. 282-287.
85. Конторович, А. Э. Преобразование органического вещества в зоне катагенеза / А. Э. Конторович, Л. И. Богородская, Ю. Г. Зимин и др. // Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. – Лр. СНИИГГиМС, Сер. Нефтяная геология. – Л. : Недра, 1967. – вып. 50. – С.104-145.
86. Конторович, А. Э. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности. А. Э. Конторович, Е. Л. Берман, Л. И. Богородская и др. М. – Недра, 1971. – 251 с.
87. Конторович, А. Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. М. : Недра, 1975. – 680 с.
88. Конторович, А. Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. Тр. СНИИГГИМС, вып.229. – М. : Недра, 1976. – 228 с.
89. Котяхов, Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф. И. Котяхов. – Москва : Недра, 1977. – 287 с.
90. Котович, А. Д. Специализированная гидрогеологическая карта распространения глубокозалегающих водоносных горизонтов (комплексов) Западно-Сибирской плиты масштаба 1:1 000 000 для использования с целью захоронения жидких промышленных отходов / материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России (XXIV Совещание по подземным водам востока Сибири и Дальнего Востока с международным участием), г. Екатеринбург, 21-28 июня 2024 г. / Институт горного дела УрО РАН [отв. ред.: док. геол.-минер. наук С.В. Алексеев, док. геол.-минер. наук

Л. С. Рыбникова]. – Екатеринбург: Институт горного дела ИГД УрО РАН, 2024, с. 58-61.

91. Крайнов, С. Р. Анализ разрешающих возможностей прогнозных моделей техногенного изменения химического состава подземных вод, их оптимальное геохимическое содержание / С. Р. Крайнов, Б. Н. Рыженко // Геохимия. – 2000. – №7. – С. 691-703.

92. Крайнов, С. Р. Геохимия подземных вод. Теоретические, прикладные и экологические аспекты / С. Р. Крайнов, Б. И. Рыженко, В. М. Швец. – М. : Наука, 2004. – 677 с.

93. Крайнов, С. Р. Использование физико-химического моделирования для изучения взаимодействия в системе вода-порода и гидродинамические условия его приложения к реальным гидрогеохимическим процессам / С. Р. Крайнов, Б. И. Рыженко. // Литология и полезные ископаемые. – 1980. – Вып. 4. – С. 72-84.

94. Крайнов, С. Р. Геохимия подземных вод : Теоретические, прикладные и экологические аспекты / С. Р. Крайнов, Б. Н. Рыженко, В. М. Швец ; отв. ред. Н. П. Лаверов ; [Российская акад. наук, Ин-т геохимии и аналитической химии им. Вернадского, Российский гос. геологоразведочный ун-т им. Серго Орджоникидзе]. – Изд. 2-е, доп. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. – 670, [1] с.

95. Кротова, В. А. Гидрогеологические критерии нефтеносности. Гостоптехиздат, 1960.

96. Кротова, В. А. Роль зон разгрузки подземных вод в формировании углеводородных скоплений и их нефтепоисковое значение // Советская геология. 1966. – №3.

97. Кротова, В. А. Развитие основных принципов гидрогеологического прогноза нефтегазоносности крупных территорий / Сб. Итогов научно-исследовательских работ по поискам нефти и газа. Тр. ВНИГРИ, вып.259, 1967.

98. Кротова, В. А. Роль зон и очагов разгрузки подземных вод в формировании и размещении нефтяных и газовых месторождений и их нефтепоисковое значение // Нефтепоисковые гидрогеологические критерии: Сб. Гр. ВНИГРИ. – М. : Недра. – 1969. –Вып.277. – с. 188-207.

99. Кротова, В. А. Гидрогеологические факторы формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений в артезианских бассейнах Сибири и северо-востока СССР / В. А. Кротова, В. Ф. Ерофеев, О. А. Бабошина и др. // Фонды ВНИГРИ, – Л. : ВНИГРИ, 1974. – 234 с.

100. Кротова, В. А. Геотермические аномалии земной коры и разгрузка подземных флюидов // Геотермические условия осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов: Тр. ВНИГРИ. – Л.:ВНИГРИ, 1975. – вып. 369. – С.7-23.

101. Кругликов, Н. М. Гидрогеология северо-западного борта Западно-Сибирского артезианского бассейна. – Л. : Недра, 1964. – 165 с.

102. Кругликов, Н. М. Гидрогеологические показатели условий формирования залежей нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской плиты. Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа / Н. М. Кругликов, О. Н. Яковлев – Л.: Недра, 1967.– С. 153-181.

103. Кругликов, Н. М. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов / Н. М. Кругликов, В. В. Нелюбин, О. Н. Яковлев. – Л. : Недра, 1985. – 279 с.

104. Кунин, Н. Я., Самойлюк Л.А. Строение земной коры севера Западно-Сибирской плиты / Н. Я. Кунин, Л. А. Самойлюк // Советская геология. – 1982. – №8. – С. 97-105.

105. Курчиков, А.Р., Ставицкий Б.П. Особенности изменения теплопроводности осадочных пород Западной Сибири. // Проблемы нефти и газа Тюмени. – Тюмень, 1980, вып. 48, С. 11-15.

106. Курчиков, А. Р. Определение глубинного теплового потока в сложных геотермических условиях. / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий // Известия академии наук СССР. Серия геологическая М. – 1982. – С. 112-119.
107. Курчиков, А. Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. – М. : Недра, 1987.
108. Курчиков, А. Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности / А.Р. Курчиков. – М. : Недра, 1992. – С. 231.
109. Курчиков, А. Р. Глубинное захоронение пульпообразных буровых отходов – экологически безопасный вид недропользования / А. Р. Курчиков, В. А. Саитов, О. Л. Павленко, Д. А. Хасанов // Фундаментальные и прикладные проблемы гидрогеологии: материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России : XXI Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока с международным участием. 22-28 июня 2015. – Якутск, 2015. – С. 478-482.
110. Курчиков, А.Р. Кластеризация гидрогеохимических данных в задачах оценки прогнозных ресурсов углеводородов нефтегазоносных комплексов Западной Сибири / А.Р. Курчиков, А.Г. Плавник // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50., № 11. – С. 1218–1226.
111. Курчиков, А.Р. Химический состав подземных вод Колтогорско-Толькинской зоны и сопредельных тектонических элементов / А.Р. Курчиков, А.Г. Плавник, М.В. Ицкович // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2016. – № 5. – С. 25–33.
112. Курчиков, А.Р. Микрокомпонентный состав подземных вод сопредельных Колтогорско-Толькинской шовной зоне районов / А.Р. Курчиков, А.Г. Плавник, М.В. Ицкович // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017а. – № 12. – С. 20–27.
113. Курчиков, А.Р. Содержание макрокомпонентов в подземных водах сопредельных Колтогорско-Толькинской шовной зоне районов / А.Р. Курчиков, А.Г. Плавник, М.В. Ицкович // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017b. – № 11. – С. 36–44.

114. Ланшаков, В. Г. Факторы, влияющие на приемистость поглощающих скважин, на примере участков закачки Западной Сибири / В. Г. Ланшаков, А. В. Кряжев, Т. А. Боровская // Сборник научных трудов III научно-практической конференции по вопросам гидрогеологии и водообеспечения, Ижевск, 06–07 июля 2021 года. – Ижевск: Типография "МарШак", 2021. – С. 124-132.

115. Маврицкий, Б. Ф. Западно-Сибирский артезианский бассейн // Гидрогеология, геотермия, палеогидрогеология: Тр. лаб. гидрогеол. Проблем им. Ф.П. Саваренского. – М., 1962. – Т. 39. – 176 с.

116. Мавыев, К. Ч. Гидрогеохимические сульфатные и карбонатные равновесия, их роль в нефтегазовой геологии / К. Ч. Мавыев, Н. Ч. Мавыев. – Ашхабат : ТуркменНИИНТИ, 1988. – 47 с.

117. Мастеркова, В. Ю. К проблеме расчёта совместимости пластовых и закачиваемых вод / В. Ю. Мастеркова, Н. И. Акзигитов // Недропользование XXI век. – 2020. – № 5(88). – С. 70-77.

118. Матвеева, Н. П. Изученность карбонатно-кальциевого равновесия в природных водах / Гл. упр. гидрометеорол. службы при Совете Министров СССР. Всесоюз. науч.-исслед. ин-т гидрометеорол. информации. Мировой центр данных. – Обнинск : Информ. центр, 1972. – 37 с.

119. Матусевич, В. М. Особенности химического состава подземных вод Западно-Сибирского артезианского бассейна в связи с нефтегазоносностью / В. М. Матусевич, Б. П. Ставицкий // Вопросы гидрогеологии и гидрогеохимии. – Иркутск: Изд. СО АН СССР. – 1969. – С. 156-162.

120. Матусевич, В. М. О возможных геохимических критериях детального прогноза нефтегазоносности. / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков. – НТС, Нефть и газ Томска, вып.6. – 1970. – С. 31-35.

121. Матусевич, В. М. О природе водных ореолов рассеяния нефтегазовых залежей в Западной Сибири / В. М. Матусевич // Труды Тюменского индустриального института, вып.26. – 1974. – С. 102-112.

122. Матусевич, В. М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / В. М. Матусевич – М. : Наука. – 1976. – 157 с.
123. Матусевич, В. М. Микроэлементы в подземных водах показатели нефтегазоносности / В. М. Матусевич, В. К. Попов // Известия ВУЗов. Нефть и газа. – 1978. – №8, С. 3-8.
124. Матусевич, В. М. Гидрогеохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов севера Западной Сибири / В. М. Матусевич, Р. Г. Прокопьева, С. Н. Беспалова // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 1984. – №1. – С.3-7.
125. Матусевич, В. М. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна / В. М. Матусевич, О. В. Бакуев // Советская геология. 1986. – № 2. – С. 117-122.
126. Матусевич, В. М. Краткая история изучения глубоких подземных вод Западно-Сибирского мегабассейна и эволюция научных представлений / В.М. Матусевич // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1999. – № 4. – С. 24-31.
127. Матусевич, В. М. Гидрогеологические бассейны Западно-Сибирской равнины / В. М. Матусевич. – 27 сессия Международного геологического конгресса, тезисы, т. IX, часть 2 – М. – 1984 – С. 373-374.
128. Матусевич, В. М. Нефтегазовая гидрогеология. 2 ч: учебное пособие // В.М. Матусевич, Л.А. Ковяткина. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010.-108 с.
129. Машорин, В. А. Исследование вытесняющей способности смеси вод различных источников для поддержания пластового давления на примере Приобского месторождения / В. А. Машорин, О. В. Фоминых, М. А. Черевко. // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 7. – С. 13-15.
130. Машорин, В. А. Обоснование применения пресных вод для поддержания пластового давления нефтяных месторождений / В. А. Машорин // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 10. – С. 27-31.

131. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, А. А. Трофимук, О. Г. Жеро и др. – М.: Недра, 1986. – 149 с.

132. Михайлов, Н. Н. Экспериментальное и модельное исследование влияния закачки слабоминерализованной воды на нефтеотдачу пластов / Н. Н. Михайлов, С. В. Мелехин, В. И. Полищук // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2016. – № 7. – С. 19–30.

133. Муляк, В. В. Гидрогеохимический мониторинг разработки нефтяных месторождений (с позиции задач экологизации производства) / В. В. Муляк // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2008. – №. 7. – С. 9-15.

134. Назаров, А.Д. Гидрогеологические показатели нефтегазоносности / А. Д. Назаров // Методы и средства разведки МПИ. – Томск : ТПИ. – 1977. – С.10-13.

135. Назаров, А. Д. Эволюция системы вода-порода в геологической истории Западно-Сибирского артезианского бассейна / А. Д. Назаров // Итоги изучения региональных гидрогеологических и инженерно-геологических процессов в осадочном чехле молодых плит материалы межведомственного семинара: Академия наук СССР (АН СССР), Институт литосферы ; под ред. Н. В. Роговской . – М. : Наука , 1983 . – С. 26-31 .

136. Нестеров, И. И. Критерии прогнозов нефтегазоносности / Нестеров, И. И. / М. : Недра. – 1969.

137. Никаноров, А.М. Изучение процессов смешения вод нефтяных месторождений на модели пласта в условиях высоких давлений и температур / А. М. Никаноров, Л. Е. Сокирко // Нефт. хоз-во. – 1973. – № 12. – С. 36–40.

138. Новиков, Д. А. Геохимия подземных вод нефтегазоносных отложений Надым-Тазовского междуречья : специальность 25.00.07 "Гидрогеология" : диссертация на соискание ученой степени кандидата

геолого-минералогических наук / Новиков Дмитрий Анатольевич. – Томск, 2002. – 248 с.

139. Новиков, Д. А. Особенности латеральной гидрогеохимической и аутигенно-минералогической 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. – DOI 10.15372/GiG2019041.

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

141. Озябкин, В. Н. Метод количественной оценки химического взаимодействия подземных вод с вмещающими породами / В. Н. Озябкин // Труды ВНИГРИ. – Ленинград, 1974. – Вып. 351. – С. 163-180.

142. Опыт использования апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса при размещении попутно-добываемых вод Каменного участка недр / Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова, Д. В. Бердова, Т. В. Семенова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 2(164). – С. 25-42. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-2-25-42.

143. Особенности смешения различных типов воды для закачки в систему поддержания пластового давления / В. А. Лавренчук, М. Ю. Кильянов, Д. Н. Ламбин [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 7(355). – С. 41-47. – DOI 10.33285/0130-3872-2022-7(355)-41-47.

144. Павлюков, А. И. Краткая история изучения и масштабы техногенного воздействия на апт-альб-сеноманский водоносный комплекс Западной Сибири / А. И. Павлюков, Ю. И. Сальникова // Подземная гидросфера : Материалы XXIII Всероссийского совещания по подземным водам востока России с международным участием, Иркутск, 20–26 июня 2021 года. – Иркутск : Институт земной коры СО РАН, 2021. – С. 101-105. – DOI 10.52619/978-5-9908560-9-7-2021-23-1-101-105.

145. Перельман, А. И. Геохимия природных вод / А. И. Перельман. – М. : Наука, 1982. – 154 с.
146. Перельман, А. И. Геохимия : учеб. для геол. спец. вузов / А. И. Перельман. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : ВШ, 1989. – 527,[1] с.
147. Перозио, Г. Н. Карбонатные цементы и подземные воды / Г. Н. Перозио, Б. Г. Зимин, Н. Т. Мандрикова // Литология и коллекторские свойства палеозойских и мезозойских отложений Сибири. – Новосибирск, 1976. – С. 116-125.
148. Перозио, Г. Н. Метастабильные эпигенетические карбонаты в терригенных породах / Г. Н. Перозио, Н. Т. Мандрикова, Л. Ф. Малюшко, Г. В. Белобородова // Вопросы литологии Сибири. – Новосибирск, 1973. – С. 22-23.
149. Пиннекер, Е. В. Проблемы региональной гидрогеологии : Закономерности распространения и формирования подземных вод / Е.В. Пиннекер; АН СССР, Сиб. отд-ние, Ин-т земной коры. – М : Наука, 1977. – 196 с.
150. Питьева, К. Е. Геохимия подземных вод в условиях освоения нефтегазовых месторождений: монография / К. Е. Питьева, А. В. Гоман, А. О. Серебряков; науч. ред.: Е. В. Стадник. – Астрахань : Изд-во Астраханского ун-та, 2006. – 222 с.
151. Питьева, К. Е. Гидрогеохимия (формирование химического состава подземных вод) / К. Е. Питьева. – М. : Изд-во Моск. Ун-та, 1978, 328 с.
152. Плавник, А. Г. Гидрогеохимический мониторинг апт-альб-сеноманского водоносного комплекса в центральных районах Западно-Сибирского мегабассейна в связи с высокой техногенной нагрузкой / А. Г. Плавник, Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. XX Международный научный конгресс, 15–17 мая 2024 г., Новосибирск : сборник материалов в 8 т. Т. 2: Международная научная конференция «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска,

разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». – Новосибирск : СГУГиТ, 2024. № 1. С.145-150. DOI 10.33764/2618-981X-2024-2-1-145-150

153. Поляков, С. Н. Возможные варианты использования пластовых вод согласно правилам охраны окружающей среды / С. Н. Поляков // Вестник науки. – 2022. – Т. 1, № 2(47). – С. 195-198.

154. Проблемы начального этапа эксплуатации нефтяного месторождения в условиях несовместимости пластовой и закачиваемой вод / В. А. Ольховская, И. А. Стручков, А. А. Ризванов, А. С. Трусова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 2. – С. 54-63. – DOI 10.30713/2413-5011-2020-2(338)-54-63.

155. Равновесие пластовых вод нефтегазоносных отложений с карбонатными породами юго-восточной части Западно-Сибирского артезианского бассейна / С. Л. Шварцев, А. Д. Назаров, С. А. Юшков // Геология и геофизика. – 1984. – №5. – С. 30–37.

156. Региональные стратиграфические схемы мезозоя Западно-Сибирской равнины, принятым МРСС-90 14-18 мая 1990 г. и утвержденным МСК СССР 30 января 1991 г. Тюмень, 1991.

157. Репин, А. Г. Разломы-линияменты севера Западной Сибири // Отечественная геология / А. Г. Репин, – 2005. – №1. – С. 37-41.

158. Розин, А. А. Подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна и их формирование / А. А. Розин ; Отв. ред. д-р геол.-минерал. наук В.А. Кротова ; АН СССР, Сиб. отд-ние, Объедин. учен. совет наук о Земле, Новосиб. территор. геол. упр. – Новосибирск : Наука. Сиб. отд-ние, 1977. – 101 с.

159. Розин, А. А. Газогидрохимическая характеристика подземных вод мезозойских отложений южной части Западно-Сибирской низменности / А. А. Розин // Материалы по геологии Западной Сибири: Сб.науч.тр. – М.: Госгеолтехиздат. – 1958. – вып. 62. – С. 149-161.

160. Розин, А. А. Преобразование состава подземных вод и пород Западно-Сибирской плиты под воздействием глубинного углекислого газа / А. А. Розин, З. Я. Сердюк // Литология и полезные ископаемые, 1970. – №4. – С. 102-113.
161. Розин, А. А. Подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна и их формирование / Розин А. А. – Новосибирск : Наука, 1977. – 102 с.
162. Ростовцев, Н. Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности / Н. Н. Ростовцев, М. С. Гуревич – Л. : ВСЕГЕИ, 1954. –220 с.
163. Ростовцев, Н. Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности / Н. Н. Ростовцев // Информационный сборник ВСЕГЕИ. – Л., 1955. – №2. – С. 3-12.
164. Ростовцев, Н. Н. О поисках нефти и газа в Западно-Сибирской низменности / Н. Н. Ростовцев, Т. Н. Симоненко // Геология нефти и газа. – 1959. – №6. – С. 20-31.
165. Роль рифтогенеза в размещении зон нефтегазонакопления (на примере осадочных бассейнов России) / Тр. ВНИГНИ. – 2001. – С. 37-35.
166. Рыбникова, Л. С. Гидрогеологические исследования в горнопромышленных районах на постэксплуатационном этапе / Л. С. Рыбникова, П. А. Рыбников // Подземные воды востока России : Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России (XXII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока с международным участием), Новосибирск, 18–22 июня 2018 года / Ответственные редакторы Д. А. Новиков, С. В. Алексеев, А. Ф. Сухорукова. – Новосибирск : Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2018. – С. 403-408.
167. Рыльков, А. В. Литогеохимия мезозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна : учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130.101.65 – Прикладная геология / А. В. Рыльков, И. Н.

Ушатинский; М-во образования и науки РФ, Тюменский гос. нефтегазовый ун-т (ТюмГНГУ), Ин-т геологии и нефтегазодобычи. – Тюмень : Альфа-СТАМП, 2015. – 103 с.

168. Рудкевич, М. Я. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / М.Я. Рудкевич, Л.С. Озеранская, Н.Ф. Чистякова. – М. : Недра, 1988. – 303 с.

169. Сальникова, Ю. И. Результаты физико-химического моделирования совместимости пластовых и закачиваемых вод Западно-Сибирского мегабассейна // Успехи современного естествознания. – 2025. – № 5 – С. 52-60. – DOI 10.17513/use.38396

170. Сальникова, Ю. И. Захоронение сточных вод в апт-сеноманский гидрогеологический комплекс на Губкинском газовом месторождении / Ю. И. Сальникова, А. В. Радченко // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна : Материалы Всероссийской научно-технической конференции, посвященной 100-летию Байбакова Николая Константиновича, Тюмень, 15 апреля 2011 года. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2011. – С. 208-211.

171. Сальникова, Ю. И. Техногенез подземных вод Губкинского газового промысла / Ю. И. Сальникова // Академический журнал Западной Сибири. – 2011. – № 2. – С. 10-11.

172. Сальникова, Ю. И. Результаты режимных наблюдений за захоронением сточных вод в апт-сеноманский гидрогеологический комплекс на Губкинском газовом месторождении / Ю. И. Сальникова, А. В. Радченко // Нефть и газ Западной Сибири : Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета, Тюмень, 19–20 октября 2011 года. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2011. – С. 292-295.

173. Сальникова, Ю. И. Оценка состояния химического состава подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса в процессе разработки

нефтяных месторождений ХМАО / Ю. И. Сальникова // Нефть и газ: технологии и инновации : Материалы Национальной научно-практической конференции. В 3-х томах, Тюмень, 19–20 ноября 2020 года / Отв. редактор Н.В. Гуменова. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2020. – С. 49-52.

174. Сальникова, Ю. И. Природные условия и результаты подсчета запасов подземных вод для обеспечения системы ППД на Западно-Мессояхском Восточно-Мессояхском НГМ / Ю. И. Сальникова, В. А. Бешенцев // Горные ведомости. – 2016. – № 7(146). – С. 32-41.

175. Сальникова, Ю. И. Прогнозирование геохимической совместимости пластовых и закачиваемых вод на нефтепромыслах Западной Сибири / Ю. И. Сальникова // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы XI Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, посвященной 40-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске, Нижневартовск, 22 апреля 2021 года. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2021. – С. 147-150.

176. Сальникова, Ю. И. Палеогидрогеохимия подземных вод юрских и меловых отложений Большехетской впадины / Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова // Научная территория: технологии и инновации : Материалы Международной научно-практической конференции, Тюмень, 17–18 ноября 2022 года / Отв. редактор В.А. Чейметова. Том I. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 57-62.

177. Сальникова, Ю. И. Результаты исследований совместимости пластовых и закачиваемых вод на месторождениях углеводородов в Западной Сибири // Успехи современного естествознания. – 2024. – № 2 – С. 44-53. – DOI 10.17513/use.38217

178. Сальникова, Ю. И. Гидрогеохимические условия мезозойского гидрогеологического бассейна Равнинного нефтяного месторождения / Ю. И.

Сальникова, В. А. Бешенцев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 3(153). – С. 38-56. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-38-56.

179. Сальникова, Ю. И. О геохимической стабильности подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса в связи с разработкой нефтяных месторождений Западной Сибири / Ю. И. Сальникова // Актуальные проблемы нефти и газа: тезисы доклада 4-й Всероссийской молодежной научной конференции, 20-22 октября 2021 г. // Институт проблем нефти и газа РАН; отв. ред. И. М. Индрупский. – М. : ИПНГ РАН, 2021. – С. 30-31. DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-38-56

180. Самарина, В. С. Гидрогеохимия / В. С. Самарина, – Л. : ЛГУ, 1977. – 360 с.

181. Семенова, Т. В. Проблемы совместимости пластовых и закачиваемых вод на нефтепромыслах Западной Сибири / Т. В. Семенова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 4(124). – С. 34-37. – DOI 10.31660/0445-0108-2017-4-34-37.

182. Сердюк, З. Я. О составе вторичных карбонатов, развитых в трещинах и пород фундамента и осадочного чехла Обь-Иртышского междуречья / З. Я. Сердюк, Б. Г. Эденбург // Литология и геохимия мезозойских отложений Сибири. – 1972. – Вып. 149. – С. 87–91.

183. Сидоренков, А. И. Применение конкрециологии при изучении нефтегазоносных формаций / А. И. Сидоренков, В. Н. Высоцкий // Конкреционный анализ углесодержащих формаций – Тюмень: Труды ЗапСибНИГНИ, вып. 201, 1985.

184. Скоробогатов, В. А. Роль разломов в формировании, эволюции и разрушении скоплений газа и нефти в осадочном чехле северных и юго-восточных районов Западной Сибири / В. А. Скоробогатов, Н. Н. Соловьев, В. А. Фомичев // Прогноз газоносности России и сопредельных стран. – М. : ВНИИГАЗ, 2000. – С. 112-131.

185. Смирнов, С. И. Введение в изучение геохимической истории подземных вод / С. И. Смирнов. – М. : Недра, 1974. – 263 с.

186. Снижение негативного воздействия нефтяных месторождений на объекты гидросферы при использовании подтоварной воды для поддержания пластового давления / П. Ю. Илюшин, Л. В. Рудакова, Е. В. Калинина [и др.] // Экология и промышленность России. – 2022. – Т. 26, № 4. – С. 56-61. – DOI 10.18412/1816-0395-2022-4-56-61.

187. Стенькин, А. В. Геологическое и экспериментальное обоснование применения пресных вод для повышения эффективности выработки запасов нефти юрских отложений (на примере Шаимского нефтегазоносного района) : специальность 25.00.12 "Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений" : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Стенькин Андрей Вениаминович, 2020. – 181 с.

188. Сурков, В. С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, О. Г. Жеро. – М. : Недра, 1981. – 143 с.

189. Сурков, В. С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Надым-Тазовского междуречья / В. С. Сурков, Л. В. Смирнов // Геология и нефтегазоносность Надым-Пур-Тазовского междуречья. Изд-во ЗапСибНИГНИ : Тюмень-Тарко-Сале. – 1995. – С. 215-220.

190. Таранов Ю.А., Плавник А.Г., Таранова Л.В., Резанова Т.П. Свидетельство о государственной регистрации программы «Расчет химической совместимости вод» в Реестре программ для ЭВМ Федеральной службы по интеллектуальной собственности № 2013616498 от 10 июля 2013.

191. Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы. Масштаб 1 : 1 000 000 / Под ред. И.И. Нестерова. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, – 1990.

192. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое/ А. А. Конторович, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович и др. // Геология и геофизика, 2001. – Т.42. - №11-12. – С. 1832-1845.

193. Техногенная нагрузка на подземные воды ЯНАО и оценка степени их защищенности / В. А. Бешенцев, О. Г. Бешенцева, В. М. Матусевич, А. А. Пономарев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2006. – № 2(56). – С. 116-121.
194. Торгованова, В. Б. Воды и газы палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири / В. Б. Торгованова, Н. В. Дуброва, Н. М. Кругликов, М. Р. Лозовский, М. А. Помарнацкий // Тр. ВНИГРИ, – Л. : Гостоптехиздат, 1960. – вып. 159. – 460 с.
195. Унифицированная региональная стратиграфическая схема палеогеновых и неогеновых отложений Западно-Сибирской равнины, утвержденная МСК РФ в 2001 г. Новосибирск, 2001.
196. Уолкотт, Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении / Д. Уолкотт. – М. : Изд-во МГУ, 2001.
197. Учителева, Л. Г. Генезис основных типов минеральных вод Западной Сибири / Л. Г. Учителева // Материалы шестого совещания по подземным водам Сибири и Дальнего Востока. – Иркутск-Хабаровск, 1970. – С.46-47.
198. Учителева, Л. Г. Минеральные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна / Учителева Л.Г. – М. : Недра. – 1974. – 164 с.
199. Ферсман, А. Е. Геохимия / А. Е. Ферсман. – т. IV, Ленинград : Государственное научно-техническое издательство химической литературы, 1939 – 355 с.
200. Филиппович, Ю. В. Сдвиговая тектоника в районе Надым-Тазовского междуречья и методика прогноза нефтяных залежей : специальность 25.00.01 "Общая и региональная геология" : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Филиппович Юрий Владиславович. – Москва, 2012. – 20 с.
201. Фильтрационные параметры апт-альб- сеноманского комплекса, определяемые различными методами при добыче и закачке подземных вод /

Т. А. Боровская, В. Г. Ланшаков, А. Р. Курчиков, В. М. Матусевич // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна. Опыт, инновации : Материалы Восьмой Всероссийской научно-технической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения Муравленко Виктора Ивановича), Тюмень, 24 декабря 2012 года / Под общей редакцией В.В. Долгушина. Том 2. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2012. – С. 143-146.

202. Хижняк, Г. П. Эффективность вытеснения нефти пластовыми водами по данным лабораторных исследований керна / Г. П. Хижняк, А. В. Распопов, А. А. Ефимов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 60-61.

203. Чистякова, Н. Ф. Аквабитумоиды мезозойских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Н. Ф. Чистякова // Известия ВУЗов. Нефть и газа. – 2000. – № 6. – С. 17-23.

204. Чистякова, Н. Ф. Гидрогеохимические особенности подземных вод зоны катагенеза / Н. Ф. Чистякова // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 1999. – № 6. – С.4-12.

205. Чистякова, Н. Ф. Гидрогеохимические показатели условий формирования залежей углеводородов (на примере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна) / Н.Ф. Чистякова, М.Я. Рудкевич // Геология нефти и газа. – 1993. - №5 – С.1-7.

206. Шварцев, С. Л. Взаимодействие воды с алюмосиликатными горными породами / С. Л. Шварцев // Геология и геофизика. – 1991. – № 12. – С. 16-50.

207. Шварцев, С. Л. К проблеме самоорганизации геологической системы вода-порода // Геология и геофизика. 1995. - т. 36, № 4. - с. 22-29.

208. Шварцев, С. Л. Общая гидрогеология / С. Л. Шварцев. – М. : Недра, 1996. – 423 с.

209. Шварцев, С. Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. / С. Л. Шварцев, 2-е изд., исправл. и доп. – М. : Недра, 1998. – 366 с.

210. 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. – № 8 (45). – С. 1008–1020.

211. Шпильман, А. В. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа», Тюмень : Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. – 2004. – 150 с.

212. Щепеткин, Ю. В. О карбонатной цементации пород в зонах водонефтяных контактов / Ю. В. Щепеткин. // Труды ЗапСибНИГНИ. – 1970. – Вып.34. – С. 170-183.

213. Эволюция гидрогеохимического поля северных и арктических районов Западно-Сибирского осадочного бассейна в мезозое / Д. А. Новиков, А. В. Черных, Я. В. Садыкова [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 10. – С. 165-180. – DOI 10.18799/24131830/2019/10/2314.

214. Юркевич, И.А. Гидрогеологические и палеогидрогеологические условия размещения залежей нефти и газа. – М.: Наука, 1977. – 80 с.

215. Hydrogeochemical processes and groundwater chemistry in the West Siberia [Электронный ресурс] / R. N. Abdrashitova, Y. I. Salnikova, G. S. Bozhenkova, M. D. Zavatsky, A. M. Bulasheva // Geology, Ecology, and Landscapes. – 2022. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1080/24749508.2022.2158548>

216. Effect of Temperature and Acidification on Reinjection of Geothermal Water into Sandstone Geothermal Reservoirs: Laboratory Study [Электронный ресурс] / H. Gan, Z. Liu, X. Wang, Y. Zhang, Y. Liao, G. Zhao, J. Zhao, Z. Liu // Water. – 2022. – 14, 2955. – Режим доступа: <https://doi.org/10.3390/w14192955>

217. Sun, L. Compatibility of water treatment agents and produced water from oilfield / Limei Sun, Jiajun Xu, Wenxian Xie, Peng Lv // Journal of Dispersion Science and Technology, 2022. – 43:1. – P. 15-21. DOI: 10.1080/01932691.2020.1813154

218. Hamid, S. A practical method of predicting calcium carbonate scale formation in well completions / S. Hamid, O. Jesus, C. M. C. Jacinto [et al.]. // SPE production and operations. – 2016. – Vol. 31 (01). – P. 1-11. <https://doi.org/10.2118/168087-PA>
219. Vetter, O. J. Calcium carbonate scale in oilfield operations / O. J. Vetter, W. A. Farone // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Dallas, Texas. – September 1987.
220. Khormali, A. An in-depth study of calcium carbonate scale formation and inhibition / A. Khormali, D. G. Petrakov, G. Y. Shcherbakov // Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology. – 2014. – Vol. 3. – P. 67-77.
221. Scale formation in iranian oil reservoir and production equipment during water injection / J. Moghadasi, M. Jamialahmadi, H. Müller-Steinhagen [et al.]. // Scale Formation in Iranian Oil Reservoir and Production Equipment During Water Injection / International Symposium on Oilfield Scale. – Aberdeen, United Kingdom, January 2003.
222. Model study on the kinetics of oil field formation damage due to salt precipitation from injection / J. Moghadasi, H. Müller-Steinhagen, M. Jamialahmadi, A. Sharif. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2004. – Vol. 43 (3-4) – P. 201-217.
223. Formation damage due to scale formation in porous media resulting from water injection / J. Moghadasi, M. Jamialahmadi, H. Müller-Steinhagen, A. Sharif. // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. – Lafayette, Louisiana, February 2004.
224. Scale formation in oil reservoir and production equipment during water injection kinetics of CaSO_4 and CaCO_3 crystal growth and effect on formation damage / J. Moghadasi, M. Jamialahmadi, H. Müller-Steinhagen, A. Sharif. // SPE European Formation Damage Conference. – The Hague, Netherlands, May 2003.

225. Zhang, Y. The kinetics of calcite precipitation from a high salinity water / Y. Zhang, R. Dawe. // *Applied Geochemistry*, – 1998. – Vol. 13 (2). – P. 177-184.
226. Moghadasi, J. Prediction of scale formation problems in oil reservoirs and production equipment due to injection of incompatible waters / J. Moghadasi, A. Sharif, H. Müüller-Steinhagen, M. Jamialahmadi. // *Developments in Chemical Engineering and Mineral Processing*. – 2008. – Vol. 14 (3-4). – P. 545-566.
227. A dynamic scale location monitor method to predict oilfield blockage during water flooding / W. Kang, T. Wang, H. Zhang [et al.]. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 191. – 107168.
228. Scale formation and wetting of surfaces: a microfluidics investigation / A. Tzachristas, R. E. Malamoudis, D. G. Kanellopoulou [et al.]. // *Nace International / Corrosion 2021 Virtual Conference and Expo*, April 2021.
229. Chemical equilibrium models: their use in simulating the injection of incompatible waters / L. Bertero, G. Chierici, L. Gottardi [et al.]. // *SPE Reservoir Engineering*. – 1988. – Vol. 3 (01). – P. 288-294.
230. Gerritsen, M. G. Modeling fluid flow in oil reservoirs / M. G. Gerritsen, L. J. Durlofsky. // *Annual Review of Fluid Mechanics*. – 2005. – Vol. 37 (1). – P. 211- 238.
231. Direct numerical simulations of water flooding process through digitized porous rocks / H. V. Patel, S. Das, J. A. M. Kuipers, E. A. J. F. Peters // *Chemical Engineering Science: X*. – 2019. – Vol. 4. – 100041.
232. Scardovelli, R. Direct numerical simulation of free-surface and interfacial flow / R. Scardovelli, S. Zaleski // *Annual review of fluid mechanics*. – 1999. – Vol. 31(1). – P. 567-603.
233. Advances in pore-scale simulation of oil reservoirs / J. Su, L. Wang, Z. Gu // *Energies*. – 2018. – Vol. 11(5). – 1132.
234. Demir, I. Formation water chemistry and modeling of fluid-rock interaction for improved oil recovery in Aux Vases and Cypress formations, Illinois Basin / I. Demir. – *Illinois petroleum*, 1995. – 148 p.

235. Stiff H. A., Davis J.E. F method for predicting the tendency of oil field to deposit calcium sulfare / H. A. Stiff, J. E. Davis, Petr. Transaction AIME, vol 95, 1972.

236. Yang, D. Hydrological cycle and water resources in a changing world: A review. / D. Yang, Y. Yang, J. Xia // Geography and Sustainability. – 2021. – 2(2). – P. 115-122. <https://doi.org/10.1016/j.geosus.2021.05.003>

237. Nelson, R. Monitoring Environmental Parameters with Oil and Gas Developments in the Permian Basin, USA / R. Nelson, J. Heo // Int. J. Environ. Res. Pub. Health. – 2020. – 17(11). – P. 4026.

238. Hildenbrand, Z. Temporal variation in groundwater quality in the Permian Basin of Texas, a region of increasing unconventional oil and gas development / Z. Hildenbrand, Jr. D. Carlton, B. Fontenot, J. Meik, J. Walton, J. Thacker, S. Korlie // Sci. Total Environ. – 2016. – 562. – P. 906–913.

239. Kresse, T. Aquifers of Arkansas: protection, management, and hydrologic and geochemical characteristics of groundwater resources in Arkansas : Report / T. Kresse, P. Hays, K. Merriman, J. Gillip. – 2014. – Режим доступа: <https://doi.org/10.3133/sir20145149>.

240. Surface and Groundwater Characteristics within a Semi-Arid Environment Using Hydrochemical and Remote Sensing Techniques / A. Rafik, A. R. M. Bahir, A. Beljadid, D. Ouazar, A. Chehbouni, D. Dhiba, S. Ouhamdouch // Water. – 2021. – 13(3). – 277. <https://doi.org/10.3390/w13030277>

241. Assessing changes in groundwater chemistry in landscapes with more than 100 years of oil and gas development [Электронный ресурс] / T. Wen, A. Agarwal, L. Xue, A. Chen, A. Herman, Z. Lid, S. Brantley // Environ. Sci.: Proc. Impacts. – 2019. – 2. – Режим доступа: <https://doi.org/10.1039/C8EM00385H>.

242. Geochemistry of Formation Water and Its Implications for Petroleum Source Rocks in the Fengcheng Formation, Mahu Depression, Xinjiang, China / J. Wang, L. Zhou, J. Liu, X. Zhang, X. Luo, R. Zhu, ... & J. Dick // Frontiers in Earth Science. – 2022. – 9. – P. 774501. – Режим доступа: <https://doi.org/10.3389/feart.2021.774501>

243. Multiple-Well Monitoring Site Adjacent to the Lost Hills Oil Field, Kern County, California : Report [Электронный ресурс] / R. Everett, A. Kjos, A. Brown, J. Gillespie, P. McMahon. – 2020. – Режим доступа: <https://doi.org/10.3133/ofr20191114>.

244. Davis, T. Prioritization of oil and gas fields for regional groundwater monitoring based on a preliminary assessment of petroleum resource development and proximity to California's groundwater resources : Report [Электронный ресурс] / T. Davis, M. Landon, G. Bennett. – 2018. – Режим доступа: <https://doi.org/10.3133/sir20185065>.

245. Ganiyu, S. A. Characterization of a site contaminated with petroleum-effluents and evaluation of neighboring groundwater quality using combined electrical resistivity tomography and geochemical methods / S. A. Ganiyu, O. T. Olurin, L. O. Onipede, R. A. Rasaq Akanji Lasisi // Sust. Water Res. Manag. – 2023. – 9. – P. 146.

246. Stratigraphic and structural controls on groundwater mineralization variations in the Poso Creek Oil Field, Kern County, California, USA / M. Stephens, D. Shimabukuro, W. Chang, J. Gillespie, Z. Levinson // Hydrogeol. J. – 2021. – 29. – P. 2803–2820. <https://doi.org/10.1007/s10040-021-02381-5>

247. Wright, M. Groundwater quality of a public supply aquifer in proximity to oil development, Fruitvale oil field, Bakersfield, California / M. Wright, P. McMahon, M. Landon, J. Kulongoski // Appl. Geochem. – 2019. – 106. P. 82–95.

248. Broers, N. R. Regional monitoring of temporal changes in groundwater quality / N. R. Broers, B. van der Grift // J. Hydrol. – 2004. – 296(1-4). – P. 192–220.

Фондовая

249. Боровский Б.В., Палкин С.С., Фортыгин А.В. и др. Региональная оценка запасов апт-сеноманских подземных вод в ХМАО для обеспечения систем ППД и возможности утилизации излишков подтоварных вод. -

Москва, ЗАО «ГИДЭК», 2003.

250. Красикова Г.А., Отчет по составлению карты гидрогеологического районирования территории Тюменской области по условиям захоронения промышленных стоков масштаба 1:2500000 в 1989-1991 гг. Тюменская КГРЭ, Гидрорежимная партия, Тюмень, 1994.

251. Матусевич В.М, Прокопьева Р.Г., Рыльков А.В. Отчет по договору № 499 (17-99) «Сбор и обобщение информации о состоянии геологической среды в части подземных вод мезозойских отложений ЯНАО», ТюмГНГУ, ЗапСибНИГНИ, Тюмень. 1999 г., 71 с.

252. Рыльков А.В., Матусевич В.М. «Создание базы фактографических данных по составу подземных вод ЯНАО», ЗапСибНИГНИ ТюмГНГУ, отчет по договору № 8-99/00 (44-99) с Комитетом природных ресурсов по ЯНАО. Тюмень. 2000. 205 с.

253. Сидоренко А.В. Прогнозная карта гидрогеологических условий захоронения промышленных сточных вод в глубокие водоносные комплексы. М-б 1:2500000 (объяснительная записка). Мингео СССР, Москва, 1999

254. Ставицкий Б.П. и др. Региональная оценка гидроминеральных ресурсов (йодо-бромных вод) апт-сеноманских и неокомских отложений ХМАО. - Тюмень, НИИГИГ при ТюмГНГУ, 2002.

255. Плавник А.Г., Сальникова Ю.И. и др. Систематизация и обобщение материалов газогидрохимического опробования меловых и юрских отложений Надым-Пур-Тазовского региона прошлых лет на базе новых и архивных данных поисково-разведочных работ (№1269/2023 от 18.10.2023). ЗСФ ИНГГ СО РАН, Тюмень, 2023, 58 с.

256. Плавник А.Г., Сальникова Ю.И. и др. Разработка модели гидрогеохимического режима юрско-меловых отложений Надым-Пур-Тазовской НГО с целью повышения достоверности оценки подсчетных параметров (№ 867/2024 от 01.08.2024), ЗСФ ИНГГ СО РАН, Тюмень, 2024, 81 с.

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1 – Карта фактического материала района исследований	9
Рисунок 1.1 – Фрагмент геологической карты ЯНАО (ФГБУ «ВСЕГЕИ», 2022).....	20
Рисунок 1.2 – Фрагмент «Тектонической карты мезозойско-кайнозойских отложений ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы» (под ред. И.И. Нестерова, 1990 г.) [191]	31
Рисунок 1.3 – Фрагмент «Схемы нефтегеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» (А.В. Шпильман и др., 2010).....	36
Рисунок 1.4 – Схема размещения залежей Надым-Пурской НГО	38
Рисунок 1.5 – Схематический гидрогеологический разрез ЗСМБ по линии Салехард-Надым-Часелька [128]	40
Рисунок 1.6 – Сводный гидрогеологический разрез района исследований....	42
Рисунок 1.7 – Диаграмма Пайпера состава подземных вод турон-олигоценевого водоносного комплекса	44
Рисунок 1.8 – Диаграмма Пайпера состава подземных вод апт-альб-сеноманского ВК	49
Рисунок 1.9 – Схематическая карта минерализации подземных вод ААС ВК	50
Рисунок 1.10 – Диаграмма Пайпера состава подземных вод неокомского ВК	52
Рисунок 1.11 – Схематическая карта минерализации подземных вод неокомского водоносного комплекса	53
Рисунок 1.12 – Диаграмма Пайпера состава подземных вод юрского ВК	55
Рисунок 1.13 – Диаграмма Пайпера состава подземных вод палеозойского ВК.....	56
Рисунок 1.14 – Схематическая карта минерализации подземных вод юрского водоносного комплекса	57
Рисунок 1.15 – График изменения температуры с глубиной на территории Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО (по данным точечных замеров)	58
Рисунок 1.16 – Карта распределения теплового потока недр	59
Рисунок 1.17 – Карта распределения пластовых температур в кровле ААС ВК.....	61
Рисунок 1.18 – Карта распределения пластовых температур в подошве ААС ВК.....	62
Рисунок 1.19 – Карта распределения пластовых температур неокомского ВК	63
Рисунок 1.20 – Карта распределения пластовых температур юрского ВК.....	64

Рисунок 2.1 – Обзорная карта Западной Сибири с учетом использования ААС ВК [144]	74
Рисунок 2.2 – Динамика добычи подземных вод ААС ВК с 1966-2022 гг.	75
Рисунок 3.1 – Зависимость значений K от ионной силы раствора $J \leq 0,8$ и температуры $t=20 \div 50^\circ\text{C}$ [235]	91
Рисунок 3.2 – Пробы пластовой (справа) и закачиваемой воды (слева)	99
Рисунок 3.3 – Подготовленные смеси проб воды	100
Рисунок 3.4 – Графики зависимости определяемых показателей от доли закачиваемой воды в смесях	104
Рисунок 3.5 – Отклонения от линейного тренда содержания: а) гидрокарбонатов (без нагрева), б) кальция (без нагрева), в) гидрокарбонатов ($t=+85^\circ\text{C}$), г) кальция ($t=+85^\circ\text{C}$).....	106
Рисунок 3.6 – Графики смещения пластовых вод неокомского и апт-альб-сеноманского водоносных комплексов при температуре $+85^\circ\text{C}$	108
Рисунок 3.7 – Максимально возможное осадкообразование в зависимости от доли закачиваемых вод в смеси (по данным термодинамического моделирования)	113
Рисунок 3.8 – Максимальное количество кальцита, прогнозируемое при смешении пластовых вод продуктивных отложений с закачиваемыми водами	114
Рисунок 3.9 – Максимально возможное осадкообразование в зависимости от доли размещаемых попутных вод в смеси (по данным термодинамического моделирования)	115
Рисунок 3.10 – Максимальное количество кальцита, прогнозируемое при смешении попутных вод продуктивных отложений с пластовыми водами ААС ВК	116
Рисунок 3.11 – Карта гидрогеологического районирования территории Тюменской области по условиям захоронения промышленных стоков (Красикова Г.А., 1994 г.) с дополнениями Сальниковой Ю.И. (2025 г.)	117
Рисунок 4.1 – Изменение основных макро-и микрокомпонентов в пластовых водах ААС ВК Пяяхинского месторождения	125
Рисунок 4.2 – Изменение минерализации и общей жесткости пластовых вод ААС ВК Пяяхинского месторождения	125
Рисунок 4.3 – Изменение основных макро-и микрокомпонентов в пластовых водах ААС ВК Тазовского месторождения.....	127
Рисунок 4.4 – Изменение минерализации и общей жесткости пластовых вод ААС ВК Тазовского месторождения	127
Рисунок 4.5 – Изменение основных макро-и микрокомпонентов в пластовых водах ААС ВК Северо-Губкинского месторождения	128

Рисунок 4.6 – Изменение минерализации и общей жесткости пластовых вод ААС ВК Северо-Губкинского месторождения	129
Рисунок 4.7 – Изменение основных макро-и микрокомпонентов в пластовых водах ААС ВК Уренгойского месторождения.....	130
Рисунок 4.8 – Изменение минерализации и общей жесткости пластовых вод ААС ВК Уренгойского месторождения	130
Рисунок 4.9 – Гистограммы изменений концентраций показателей химического состава подземных вод ААС ВК	133
Рисунок 4.10 – Участки режимных гидрогеохимических исследований.....	134
Рисунок 4.11 – Изменение минерализации в пластовых водах ААС ВК месторождений Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО	135
Рисунок 4.12 – Изменение содержания ионов $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ в пластовых водах ААС ВК месторождений Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО	135
Рисунок 4.13 – Изменение содержания ионов Ca^{2+} в пластовых водах ААС ВК месторождений Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО	136
Рисунок 4.14 – Изменение содержания ионов Mg^{2+} в пластовых водах ААС ВК месторождений Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО	136
Рисунок 4.15 – Изменение содержания ионов Cl^- в пластовых водах ААС ВК месторождений Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО	137
Рисунок 4.16 – Изменение содержания HCO_3^- ионов в пластовых водах ААС ВК месторождений Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО	137
Рисунок 4.17 – Изменение содержания ионов I^- в пластовых водах ААС ВК месторождений Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО	138
Рисунок 4.18 – Изменение содержания ионов Br^- в пластовых водах ААС ВК месторождений Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО	138
Рисунок 4.19 – Изменение общей жесткости пластовых вод ААС ВК месторождений Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО	139
Рисунок 4.20 – Стандартные отклонения среднегодовых значений гидрогеохимических показателей	146
Рисунок 4.21 – Содержание основных макро- и микрокомпонентов в водах ежеквартальных проб по скважине 576 Тайлаковского месторождения	148
Рисунок 4.22 – Содержание основных макро- и микрокомпонентов в водах ежеквартальных проб по скважине скв.1в Западно-Усть-Балыкского.....	149
Рисунок 4.23 – Содержание основных макро- и микрокомпонентов в водах ежеквартальных проб по скважине скв.3в Пяяхинского месторождения..	150

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 – Литолого-стратиграфическое районирование берриас-нижнеаптских отложений изучаемой территории.....	27
Таблица 1.2 – Литолого-стратиграфическое районирование апт-альб-сеноманских отложений изучаемой территории	28
Таблица 1.3 – Средние показатели химического состава подземных вод нижнего гидрогеологического этажа района исследований.....	48
Таблица 2.1 – Типовой регламент режимных наблюдений на водозаборе.....	70
Таблица 2.2 – Типовой комплекс компонентов, определяющих качество подземных вод, используемых для ППД	71
Таблица 2.3 – Физико-химические показатели, контролируемые в размещаемых водах.....	72
Таблица 2.4 – Нормируемые показатели по ОСТ 39-225-88 в сопоставлении с СТО-Газпром 159-2016.....	72
Таблица 2.5 – Категоризация и величина запасов подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса	76
Таблица 3.1 – Результат определения возможности карбонатного осадкообразования при смешении попутно добываемых вод и вод ААС ВК на Ватинском месторождении	95
Таблица 3.2 – Результаты измерений в пробах №№14436, 14437 и их смесях (без нагрева).....	102
Таблица 3.3 – Результаты измерений в пробах №№14447, 14448 и их смесях (с нагревом до +85 °С)	102
Таблица 3.4 – Расчеты совместимости пластовых и закачиваемых вод по методу Дебая-Гюккеля (при t=+85°С).....	108
Таблица 3.5 – Расчеты совместимости пластовых и закачиваемых вод по методу Стиффа-Девиса (при t=+85°С)	109
Таблица 3.6 – Результаты определения возможности карбонатного осадкообразования при смешении вод агента нагнетания и пластовых вод нефтепродуктивных отложений (давление 257 атм, t=+85°С)	110
Таблица 4.1 – Сводные данные добываемых и размещаемых объемов вод по месторождениям.....	132
Таблица 4.2 – Количество опробований и минимаксные показатели содержания макро- и микрокомпонентов.....	141
Таблица 4.3 – Средние значения и стандартные отклонения* показателей геохимического состава проб пластовых вод	143