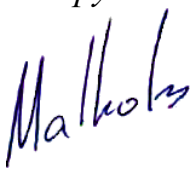
**Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»**

На правах рукописи



Малков Денис Сергеевич

ВЫЯВЛЕНИЕ ЗОН ГЛУБИННОЙ РАЗГРУЗКИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ПРИ ОЦЕНКЕ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДВЕРХОЯНСКОГО ПРОГИБА

1.6.6. Гидрогеология

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук, доцент
Гусева Наталья Владимировна

Томск – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 4
ГЛАВА 1. ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ И ИЗУЧЕНОСТЬ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ 10
1.1 Особенности формирования углеводородных систем краевых прогибов 10
1.2 Геологическая изученность 11
1.3 Гидрогеологические и геохимические исследования нефтегазоносности 16
ГЛАВА 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ....19
2.1 Административное положение района исследований 19
2.2 Гидрология и климатические условия 19
2.3 Рельеф и ландшафт 22
2.4 Геологическое строение и тектоника 23
2.5 Нефтегазоносность 40
2.6 Твердые полезные ископаемые 45
2.7 Гидрогеологические условия 47
ГЛАВА 3. ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ 56
3.1 Полевые работы 56
3.2 Лабораторные исследования 61
3.3 Камеральная обработка результатов 63
ГЛАВА 4. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ СРЕДА И МАКРОКОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ПРИРОДНЫХ ВОД ПРЕДВЕРХОЯНСКОГО ПРОГИБА 65
4.1 Геохимическая среда и общая характеристика ионного состава вод 65
4.2 Геохимические особенности состава вод бассейна р. Томпо 68
4.3 Геохимические особенности состава вод бассейна р. Ляписке 71
4.4 Геохимические особенности состава вод бассейна р. Соболох-Маян 73
ГЛАВА 5. МИКРОКОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ И РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ИССЛЕДУЕМЫХ ВОД 77
5.1 Особенности микрокомпонентного состава 77
5.2 Редкоземельные элементы в исследуемых водах 83
ГЛАВА 6. ВОДОРАСТВОРЕННЫЕ АРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ И ГАЗОВЫЙ СОСТАВ ПРИРОДНЫХ ВОД ПРЕДВЕРХОЯНСКОГО ПРОГИБА....85
6.1 Закономерности распределения бензола и толуола 85
6.2 Газовый состав природных вод Предверхоянского прогиба 88
ГЛАВА 7 ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗГРУЗКИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД И ПРИЗНАКИ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДВЕРХОЯНСКОГО ПРОГИБА 98

7.1 Геохимические показатели разгрузки подземных вод.....98
7.2 Признаки потенциальной нефтегазоносности Предверхоянского прогиба 103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....107
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....109

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность.

Развитие минерально-сырьевой базы нефти и газа России имеет огромное значение и является важной стратегической задачей государства. В последние годы основной объем прироста запасов нефти и газа осуществляется за счет доразведки и открытия залежей на старых площадях. Большинство новых открытий в традиционных районах нефтегазодобычи относится к категории мелких и с большой долей трудноизвлекаемых запасов. В сложившейся ситуации необходима активизация региональных поисковых работ в районах нераспределенного фонда недр.

Зоной для наращивания геологических запасов и ресурсов углеводородов может служить Предверхоянская нефтегазоносная область (НГО), территориально совпадающая с Предверхоянским прогибом, расположенным в зоне сочленения Сибирской платформы с Верхояно-Колымской складчатой областью. Предгорные (краевые, перикратонные) прогибы играют весомую роль в процессах генерации и локализации скоплений углеводородов и являются перспективными нефтегазопоисковыми объектами. Такие крупные узлы нефтегазонакопления как бассейны Персидского залива, арктического склона Аляски, Западно-Канадский, Оринокский и многие другие связаны с зонами сочленения древних платформ со складчатыми сооружениями.

Нарастающий в последние годы интерес государства к территории Предверхоянской НГО подтверждается принятием в 2021 году Правительством Российской Федерации стратегической инициативы Минприроды «Геология-возрождение легенды», направленной на расширение минерально-сырьевой базы и ускоренное экономическое развитие страны. Пять из семи первоочередных объектов на углеводородное сырье расположены на территориях нераспределенного фонда недр Республики Саха в пределах Предверхоянского прогиба.

Исследования нефтегазоносности восточного обрамления Сибирской платформы ведутся с начала XX века, однако, до сих пор эта территория изучена крайне слабо. Основной объем работ был сосредоточен в бассейне р. Вилюй, в то время как смежные территории правобережья рек Лена и Алдан остаются заметно менее изученными. Исследования подобного рода структур сфокусированы главным образом на геологическом строении, процессах формирования и перспективах нефтегазоносности этих территорий. Стоит отметить весьма успешный опыт применения гидрогеохимических методов для поиска и прогнозирования месторождений нефти и газа. Однако, информация о геохимии природных вод Предверхоянского прогиба в открытых источниках представлена крайне скудно, а по содержанию ряда микрокомпонентов и водорастворимых органических соединений (бензол, толуол), применяемых как прямой

поисковый показатель нефтегазоносности и вовсе отсутствует.

Установление пространственной связи очагов разгрузки подземных вод с тектоническими разломами и локальными структурами позволяет использовать сведения о вещественном составе вод для выявления и уточнения границ нефтегазоперспективных участков.

Изучение на современном аналитическом уровне химического состава природных вод Предверхоянского прогиба позволит оценить гидрогеохимический фон и выявить особенности поведения основных компонентов водной среды в условиях резкой смены тектонической обстановки. Выявление новых перспективных в том числе глубокопогруженных зон нефтегазонакоплений и расширение углеводородного потенциала Восточной Сибири будет способствовать развитию промышленности и достижению национальных целей по освоению территории Якутии, имеющей огромное экономическое и геополитическое значение.

В этой связи, **целью работы** является выявление зон (очагов) глубинной разгрузки подземных вод в зоне сочленения Сибирской платформы с чешуйчато-надвиговыми дислокациям Верхояно-Колымской складчатой зоны для оценки перспектив нефтегазоносности.

Объектом исследования являются природные воды бассейнов рек Томпо, Ляписке (Лямпушка) и Соболох-Маян (Собопол) в пределах Предверхоянского прогиба в восточной приграничной части Сибирской платформы, опробованные в летний меженный период, характеризующийся повышенной долей подземного стока, вещественный состав которых представляет предмет исследования.

Для достижения этой цели были поставлены следующие **задачи**:

1) Выявить природно-климатические и геолого-структурные особенности района исследований.
2) Определить характер геохимической среды и показатели ионного состава рассматриваемых вод.
3) Охарактеризовать специфические черты микрокомпонентного состава в различных типах природных вод района исследования.
4) Установить особенности пространственного распределения основных газовых компонентов в донных отложениях исследуемой территории.
5) Выявить и обосновать закономерности распространения водорастворимых ароматических углеводородов (бензол, толуол).
6) Обосновать связь гидрогеохимических показателей с нефтегазоносностью изучаемой территории.

Фактический материал и методы исследования. В основу работы положены результаты анализа химического состава природных вод, полученные по итогам двух полевых

сезонов 2014 и 2015 гг. Сотрудниками отдела гидрогеологии нефтегазоносных провинций и геоэкологии Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья при непосредственном участии автора в схожих геолого-тектонических условиях были пройдены полевые маршруты по рекам (с юга на север) Томпо, Ляписке (Лямпушка) и Соболох-Маян (Собопол). Все полевые маршруты последовательно по направлению от истока к устью пересекли три типовых участка – *горный*, где на дневную поверхность выходят более древние, интенсивно дислоцированные отложения складчатого обрамления; *пограничный* – тектоническая зона форланда Верхоянского складчатого пояса (граница Сибирской платформы) и, собственно, сам прогиб с выходом в зону моноклинального погружения мезозойских отложений. Суммарная длина полевых маршрутов по трем рекам составила более 600 км. Работы проводились в летний меженный период. Проведение опробования в межень позволяет повысить информативность гидрогеохимических данных, за счет того, что питание рек в значительной степени обеспечивается подземными водами и признаки разгрузки проявляются наиболее отчётливо.

В ходе проведения полевых работ, было опробовано 436 водопунктов с определением быстроизменяющихся параметров (pH, Eh, температура). В специализированных лабораториях изучен состав 398 проб воды на содержание макрокомпонентов, 276 проб воды на содержание микрокомпонентов и 391 проба воды на определение водорастворимого бензола и толуола. Помимо проб воды, в процессе исследований были отобраны 60 проб газа донного ворошения и 21 проба водорастворенного газа.

Измерения быстроизменяющихся параметров природных вод осуществлялись непосредственно в месте отбора проб портативным анализатором HQ-40D фирмы Hach Lange (США). Анализ химического состава вод проводился в Проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии Томского политехнического университета с использованием методов ионной хроматографии на двухканальном безреагентном ионохроматографическом комплексе ICS-5000 с кондуктометрическим детектированием производства компании Dionex-Thermo Scientific (США). Содержание в исследуемых водах анионов CO_3^{2-} и HCO_3^- определялось традиционным для этих показателей методом титриметрии. Определение микрокомпонентов выполнялось методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой на приборе NeXION 300D, Perkin Elmer (США). Измерение концентраций бензола и толуола производилось методом газовой хроматографии с пламенно-ионизационным детектированием. Извлечение из воды анализируемых соединений осуществлялось газовой экстракцией при нагревании в замкнутом объеме с последующим анализом равновесной паровой фазы. Аналитические работы были выполнены в «Центре гигиены и эпидемиологии в Новосибирской области» на газовом хроматографе «Кристалл-2000М» с чувствительностью 0,001 мг/л.

Сбор, систематизация, статистическая обработка, построение графиков и диаграмм осуществлялась программе Excel. Основными инструментами для картопостроений и визуализации полученных результатов были программные комплексы ArcGis и CorelDraw.

Научная новизна: 1) Дана полная, развернутая и разносторонняя характеристика химического состава природных вод Предверхоянского прогиба. 2) Впервые для исследуемой территории выполнена оценка распространенности и распределения 48 микрокомпонентов, а также водорастворимых ароматических углеводородов – бензола и толуола. 3) На основе анализа гидрогеохимических показателей состава природных вод, установлена и обоснована взаимосвязь подземных и поверхностных вод по проницаемым зонам тектонической природы. 4) На примере Предверхоянского прогиба предложен возможный механизм формирования в приповерхностных средах положительных гидрогеохимических аномалий толуола, связанный с особенностями миграции водорастворимых органических соединений в климатических и структурно-тектонических условиях изученной территории.

Научные положения, выносимые на защиту:

1) Преобладающими в составе природных вод Предверхоянского прогиба являются ионы Ca^{2+}, Mg^{2+} и HCO_3^-. В верховьях изученных рек, где отмечены выходы гипсосодержащих горных пород доминирует сульфат-ион. Хлоридный натриевый и гидрокарбонатный кальциево-натриевый состав вод, опробованных в долинах рек Ляписке и Соболох-Маян, а также обогащенный тяжелыми углеводородами газовый состав, указывают на современные процессы восходящей разгрузки подземных вод.

2) Концентрации большинства микроэлементов в рассматриваемых водах Предверхоянского прогиба находится на уровне кларка речных вод. Высокие концентрации Br, Li, Sr и I, а также низкие концентрации редкоземельных элементов, отмеченные в озере Куолланда-Кюёль (бассейн р. Соболох-Маян) и бассейне р. Ляписке в зоне ее пересечения краевых структур Китчанского выступа, обусловлены вероятной субаквальной разгрузкой поземных вод.

3) В природных водах Предверхоянского прогиба отмечается значительное преобладание толуола над бензолом, что свидетельствует о его лучшей миграционной способности в подземных водах криолитозоны. Повышенные концентрации водорастворимого толуола могут рассматриваться в качестве надежного прямого показателя нефтегазоносности. Совместное проявление бензола и толуола в концентрациях выше 0,001 мг/л является индикатором наличия проницаемых таликовых зон, сформированных плотным тепловым потоком над активными разломами.

Достоверность результатов работы подтверждается большим количеством данных о составе вод, полученных с помощью актуальных методов анализа, в том числе и с применением современного высокоточного оборудования в аттестованных лабораториях, а также степенью

проработки фактического материала и литературы по теме исследования, апробацией основных научных результатов на различных международных конференциях и публикациями в рецензируемых журналах.

Практическая значимость работы. Полученные данные по химическому составу природных вод Предверхоянского прогиба могут быть использованы в качестве фоновых значений организациями, осуществляющими геологоразведочные работы, инженерно-геологические исследования, экологический мониторинг на территории с распространением многолетнемерзлых пород (ММП), а также других территориях со схожими геолого-структурными и климатическими условиями.

Материалы научного исследования были использованы при выполнении работ по большому федеральному объекту № 7Ф-14 «Выполнить оценку перспектив нефтегазоносности районов перикратонного обрамления восточной части Сибирской платформы» и были учтены при подготовке специализированных глав объяснительной записки к листу Государственной геологической карты Российской федерации масштаба 1: 1 000 000. Третье поколение. Серия Верхояно-Колымская. Лист P-53 – Хандыга. 2021 г.

Апробация работы и публикации. Результаты исследования опубликованы в 10 научных работах, в том числе 3 из них в рецензируемых журналах, индексируемых в базах данных Scopus, Web of Science и рекомендованных перечнем ВАК. Полученные результаты были представлены на научных конференциях различного уровня: Всероссийский форум с международным участием «Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: от В.А. Обручева, М.А. Усова, Н.Н. Урванцева до наших дней» (г. Томск, 2013), 1-я и 2-я научно-практическая конференция Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири (г. Новосибирск 2014, 2015), V Всероссийская научная конференция с международным участием имени профессора С.Л. Шварцева «Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами» (г. Томск, 2023), Международный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова (г. Томск, 2023, 2025), XXIV Совещание по подземным водам востока Сибири и Дальнего Востока с международным участием «Подземная гидросфера» (г. Екатеринбург, 2024). Отдельные разделы исследования выполнены при финансовой поддержке Государственного задания Наука FSWW-2026-0045.

Личный вклад автора. Под непосредственным руководством и при личном участии автора были организованы и проведены полевые гидрогеохимические работы по рекам Томпо и Соболох-Маян в 2014 и 2015 гг., послужившие основой для написания данной работы. Автор лично принимал участие в комплексном гидрогеохимическом опробовании природных вод, свободного и водораствоеренного газа и вел полевую документацию. Автором проведена самостоятельная статистическая и графическая обработка полученных данных, сформулированы

основные защищаемые положения и предложено их доказательство.

Структура и объем диссертации. Диссертация объёмом 118 страниц машинописного текста состоит из введения, 7 глав, заключения, списка литературы из 104 наименований, содержит 54 рисунка и 19 таблиц.

Благодарности. Автор выражает особую признательность и благодарность за содействие и всестороннюю поддержку своему научному руководителю Наталье Владимировне Гусевой. За многолетний плодотворный совместный труд и бесценный опыт автор благодарен к. г.-м. н. Сурнину Алексею Ивановичу и сотрудникам отдела гидрогеологии нефтегазоносных провинций и геоэкологии Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья в лице к. г.-м. н. Литвиновой Ирины Валерьевны и Кряжева Александра Александровича. За приобщение к науке, внимание к работе и обсуждение результатов лабораторных исследований автор искренне благодарен к. г.-м. н. Копыловой Юлии Григорьевне. Также автор искренне благодарен своей семье за моральную поддержку и безграничное терпение.

ГЛАВА 1. ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ И ИЗУЧЕННОСТЬ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Особенности формирования углеводородных систем краевых прогибов

Термин «краевой прогиб» был введен в научную литературу Н.С. Шатским в 1946 г., хотя впервые краевые прогибы были описаны еще в 1933 (Архангельский, 1933). Обобщающие научные работы, посвященные геологическому строению краевых прогибов, появились в 40-50 годах прошлого века (Шатский, 1947; Пущаровский, 1958, 1959). Тогда же были оформлены и приведены их основные признаки: характерная форма (протяженные, узкие синклинальные прогибы), ассиметричное строение (крутое внутреннее крыло, примыкающее к складчатой зоне и пологое внешнее – к платформе), специфичный характер разрывных нарушений (сложные и резкие дислокации распространены, преимущественно, в зоне примыкания к складчатой области) и особенности состава вмещающих пород (в значительной мере это терригенные толщи с максимальной мощностью во внутренних частях прогиба).

Предгорные (краевые, перикратонные) прогибы играют весомую роль в процессах генерации и локализации скоплений углеводородов и являются перспективными нефтегазопоисковыми объектами. Проблемы нефтегазоносности краевых прогибов освещены в трудах под редакцией М.И. Варенцова (Проблемы тектоники…, 1973) и Е. А. Еременко (Геологическое строение…, 1980). Изучению прогибов Сибирской платформы посвящены работы геологических институтов СНИИГГиМС и ВНИГРИ 70-80 х годов, публикации А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука (Конторович и др., 1981), Б. А. Соколова (Соколов и др., 1986) А. Ф. Сафронова (Сафонов, 1974), Л. М. Натапова (Натапов, 1968) и д.р. Из более поздних исследований следует выделить работы Мигурского Ф. А. (Мигурский, 2017), Якуповой Е. М. (Якупова, 2018), Шапориной М. Н. (Шапорина, 2021), Найденова Л. Ф. (Найденов, 2021) Данилова В. Н. (Данилов, 2010), Ситникова В. С. (Ситников, 2018) и многих других.

Предгорные прогибы формируются на границе складчатых сооружений и относительно устойчивых платформенных областей. Такое положение обусловливает высокие темпы седиментации и значительные мощности осадочного чехла. Наиболее погруженные участки таких прогибов выступаю в качестве депоцентров, где при достижении благоприятных термобарических условиях реализуются процессы катагенетического преобразования органического вещества и генерации углеводородов.

Интенсивная тектоническая перестройка, связанная с развитием прилегающих складчатых областей, способствует формированию широкого спектра ловушек как антиклинальных, так и тектонически экранированных.

Формирование углеводородных (УВ) систем в пределах любого нефтегазоносного

бассейна происходит в условиях наличия четырех основных факторов:

- Нефтегазоматеринская толща (НГМТ)
- Флюидоупор
- Коллектор
- Ловушка

Для формирования и существования таких систем необходимо пространственно-временное совпадение всех перечисленных факторов (Рисунок 1).

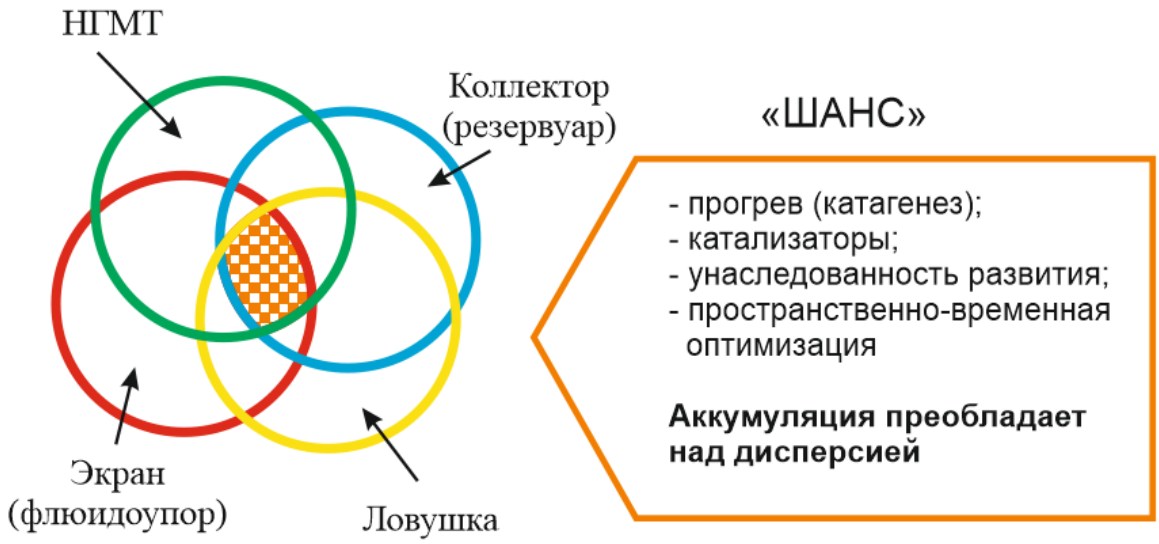


Рисунок 1 – Пространственно-временная «организация» углеводородных систем (Силантьев Ю. Б., 2010)

Главные особенности формирования УВ-систем краевых прогибов (пространственное совпадение (близость) зон генерации и аккумуляции; интенсивное пригибание (прогрев), в сочетании со спецификой геологического строения указывает на повышенную синергетичность Предверхоянского прогиба к формированию крупных скоплений нефти и газа.

1.2 Геологическая изученность района исследований

Геологические исследования территории были начаты в XIX веке (Н. Г. Меглицкий, Р. К. Маак, А. Л. Чекановский, Э. В. Толь) и продолжены в первые десятилетия XX (А. Г. Ржонсницкий, С. С. Кузнецов, Т. Э. Фришенфельд, Г. Г. Моор и др.). Эти исследования носили маршрутный характер, но заложили основы понимания геологии региона. Повысили интерес к району положительные прогнозные оценки его возможной нефтеносности (Архангельский, 1933, Шатский, 1947 г.).

К поискам нефти на территории Якутии приступили с 1932-1933 гг. Открытие в 1936 г. притока нефти из нижнепалеозойских отложений на р. Туолба привело к широкому проведению

в бассейне р. Лены структурно-картировочных работ, продолжавшихся вплоть до середины 50-х годов.

Развитию представлений о геологическом строении территории способствовало составление сводных геологических карт разного содержания. Это геологические карты Сибирской платформы масштаба 1 : 1 500 000 под редакцией Т. Н. Спижарского (1956 г.) и под редакцией М. Н. Благовещенской (1971 г.), Тектоническая карта Сибирской платформы и прилегающих складчатых систем масштаба 1 : 2 500 000 (гл. ред. Т. Н. Спижарский), Структурные карты Сибирской платформы масштаба 1 : 2 500 000 под редакцией А. А. Трофимука, Геоморфологическая карта Сибирской платформы масштаба 1 : 1 500 000 (гл. ред. И. И. Краснов), Тектоническая карта и Карта геологических формаций Сибирской платформы масштаба 1 : 1 500 000 (гл. ред. Н. С. Малич), Геологическая и Тектоническая карты Якутской АССР масштаба 1 : 1 500 000 и др. Результаты этих работ были использованы при подготовке к изданию геологических карт следующего поколения масштаба 1 : 1 000 000.

Изучение Предверхоянского прогиба сейсморазведочными работами методом отраженных волн (МОВ) было начато в начале 1950-х годов. С середины 1970-х работы проводятся методом общей глубинной точки. Планомерное изучение сейсморазведочными работами Предверхоянского краевого прогиба было приостановлено в середине 1980-х годов, что, возможно, связано с открытием крупных месторождений на территории Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз и переброской в данные районы подавляющее количество сейсморазведочных партий. Возрождение исследований Предверхоянского прогиба сейсморазведочными работами стало возможным лишь спустя 30 лет, в начале 2010-х годов.

Опорное бурение на территории Якутии было начато в 1949 г. на Нижнеамгинской площади. Скважина на глубине 1022 м вскрыла кристаллический фундамент, а при испытании пород осадочного чехла был получен приток воды с пленкой нефти.

В пределах Предверхоянской нефтегазоносной области (НГО) глубокое поисковое бурение на нефть и газ было начато в 1954 г. На Китчанской, Сангарской и Усть-Вилюйской структурах, подготовленных сейсморазведкой. Бурение Джарджанской опорной скважины №1 в 1962-1963 гг. значительно уточнило строение более северных районов прогиба. Единичные глубокие скважины пробурены на Нижне-Алданской и Эксеняхской площадях. С целью изучения особенностей строения северной ветви прогиба в 80-е года в бассейне р. Соболох-Маян были пробурены Приленскя №1 и Алысардахская №248-0 параметрические скважины, в южной части прогиба – Ивановская №1.

Основные объемы поисково-оценочного и разведочного бурения на территории Предверхоянской нефтегазоносной области сосредоточены на Усть-Вилюйской и Собо-Хаинской площадях, где суммарно пробурено порядка 30 скважин.

Схема изученности Предверхоянской нефтегазоносной области глубоким бурением показана на рисунке 2. Основные результаты бурения скважин на территории Предверхоянской НГО представлены в таблице 1.



Рисунок 2 – Схема изученности Предверхоянского прогиба глубоким бурением.

Таблица 1 – Основные результаты бурения скважин на территории Предверхоянской НГО (Атласов, 2024)

Площадь	№ скв.	Категория	Забой, м (горизонт)	Год	Основные результаты
Намская	1	опорная	3003 (нижняя юра?)	1954	Фактический разрез существенно отличается от проектного. Палеозойские отложения не вскрыты. При испытании при открытом забое интервала 2364-3003 получен приток углеводородного газа дебитом порядка 200 м^3/сут. Всего испытано 9 объектов, получены притоки сильно напорных минерализованных вод, сильно насыщенных свободно выделяющимся горючим газом (метанового состава), из юрских отложений. Изучение литологии, фаций, битуминозности, химизма пластовых вод, горючих газов и коллекторских свойств юрских отложений привело к выводу об их весьма высокой перспективности в отношении нефтегазоносности. Вилюйская впадина и Приверхоянье оценены как единая нефтегазоносная провинция. Даны рекомендации по заложению новых опорных и разведочных скважин.
Джарджанская	1	опорная	1616 (фундамент)	1963	Вскрыт кристаллический фундамент на гл.1529 м. Опробование в процессе бурения не проводилось. Испытание в эксплуатационной колонне (спущена на гл. 1532 м): I об.: 1532–1616 м. (P_2) (открытый ствол) – слабый приток воды дебитом 5,2 м^3/сут., при Нд = 500 м, Рпл = 137,8 ат. II об.: 1514–1505 м. (P_2) – слабый приток воды дебитом 19,3 м^3/сут., при Нд = 332 м, Рпл = 129,4 ат. III об.: 1480–1468, 1461–1456, 1454–1450 м. (P_2) – слабый приток воды дебитом 21,45 м^3/сут., при Нд = 400 м, Рпл = 125,9 ат. IV об.: 1436–1430, 1413–1420 м. (P_2) – объект «сухой». V об.: 1382–1374, 1356–1353 (T_1) – приток воды с растворенным газом метанового состава с ориентировочным дебитом 0,0549 тыс. м^3/сут. VI об.: 1236–1232, 1230–1222 м. (J_1) – приток воды с растворенным газом метанового состава. VII об.: 1038–1030 (J_2) – объект «сухой». VIII об.: 958–949, 947–942 м. (J_2) – объект «сухой». Скважина ликвидирована по I категории как выполнившая геологические задачи.
Сангарская	4	поисковая	3753 (нижний триас)	1979	Вскрыты нижнетриасовые отложения таганджинской свиты на гл. 3446 м. Опробование в процессе бурения не проводилось. Испытание в 146 мм эксплуатационной колонне (3681 м): I об.: 3681–3753 м. (таганджинская свита, T_1) – приток пластовой воды уд. веса 1,049–1,1045 г/см^3 с растворенным газом. II об.: 3135–3150 м. (тулурская свита, T_{2-3}) – приток пластовой воды дебитом 10,9 м^3/сут. с растворенным газом при Нд = 348 м, Рпл = 325 ата на гл. 3142 м. III об.: 2910–2880 м. (тулурская свита, T_{2-3}) – приток пластовой воды дебитом 103,9 м^3/сут. с растворенным газом при Нд = 324 м, Рпл = 292,7 ата на гл. 2895 м. IV об.: 2553–2546 м. (тулурская свита, T_{2-3}) – приток пластовой воды дебитом 79,9 м^3/сут. с растворенным газом при Нд = 318 м, Рпл = 257 ата на гл. 2549,5 м. V об.: 2512–2495 м. (тулурская свита, T_{2-3}) – приток пластовой воды дебитом 104,2 м^3/сут с растворенным газом при Нд = 393 м, Рпл = 251,6 ата на гл. 2503,5 м. VI об.: 2220–2200 м. (верхи T_{2-3}, усть-вилюйская свита, J_1) – приток пластовой воды дебитом 46,5 м^3/сут. с растворенным газом при Нд = 216 м, Рпл =251,6 ат на гл. 2210 м. Скважина ликвидирована по I «а» категории как выполнившая свое назначение.

Продолжение таблицы 1

Нижне-Алданская	1	параметрическая	3003 (нижний мел)	1964	Отложения батылыхской свиты нижнего мела вскрыты на глубине 2360 м. Опробование в процессе бурения не проводилось. Испытание в открытом стволе: I об.: 3003–2837 м. (батылыхская свита, $К_1$) – притока не получено, объект «сухой». II об.: 2837–2615 м. (батылыхская свита, $К_1$) – притока не получено, объект «сухой». III об.: 2625–2030 м. (батылыхская + эксеняхская свиты, $К_1$) – притока не получено, объект «сухой». Скважина ликвидирована по I категории без спуска эксплуатационной колонны.
Ивановская	1	параметрическая	3625 (фундамент)	1983	Вскрыт кристаллический фундамент на гл. 3508 м. Опробование в процессе бурения: 1 об.: 2553–2642 м. (J_2) – приток фильтрата промывочной жидкости, Qв = 38,3 м^3/сут., при Нд = 1058 м. 2 об.: 2867,6–2968,2 м. (Р) – приток пластовой воды, Qв = 20,9 м^3/сут., при Нд = 590 м; Qв = 22,9 м^3/сут., при Нд = 672 м. Испытание в колонне: I об.: 2496–2561 м. (J_{1-2}) – пластовая вода с растворенным газом Qв = 56,5 м^3/сут., при Нд = 1330 м, Рпл = 230,1 ата. II об.: 1931–1940 м. ($К_1$) – пластовая вода с растворенным газом Qв = 173,1 м^3/сут., при Нд = 1505 м, Рпл = 173,1 ат. III об.: 1470–1484 м. ($К_1$) – пластовая вода с растворенным газом Qв = 54,1 м^3/сут., при Нд = 912 м, Рпл. = 130,6 ат. IV об.: 1316–1324 м. ($К_1$) – пластовая вода с растворенным газом Qв = 91,8 м^3/сут., при Нд = 560 м, Рпл = 115,6 ат. Скважина ликвидирована по I категории как выполнившая геологические задачи.
Приленская	1	параметрическая	1744 (фундамент)	1986	Скважиной вскрыт разрез, в значительной степени отличающийся от проектного. Мощность осадочного чехла оказалась на 1300 метров меньше, чем предполагалось. Проектный горизонт – кристаллический фундамент вскрыт на глубине 1649 метров при проектной глубине 3000 м. Опробование в процессе бурения: 1 об.: 1605–1744 м. – получен приток пластовой воды дебитом 15,3 м^3/сут., при Ндин = 926 м без признаков газонасыщения. Испытания в эксплуатационной колонне не проводились. Прямых признаков нефтегазоносности в разрезе скважины не установлено. Скважина ликвидирована по I «а» категории без спуска эксплуатационной колонны.
Алысардахская	248-0	параметрическая	2198 (нижний триас)	1988	На глубине 2065 метров вскрыты отложения сыгынканской свиты нижнетриасового возраста. Проектная глубина 4750 метров скважиной не достигнута. Опробование в процессе бурения: 1 об.: 98–502 м. (J) – водопроявления с насыщенным газом, Qв = 2400 м^3/сут. 2 об.: 796–874 м. (J) – приток разгазированной смеси пластовой воды с фильтратом бурового раствора, Qв = 87,5 м^3/сут., при Нд = 823 м, Рпл = 9,7 МПа. Испытания в открытом стволе: I об.: 792–753 м. (бергеинская свита, J_3) – притока не получено, объект «сухой». В разрезе скважины отсутствуют пласты коллекторы. Скважина ликвидирована по техническим причинам по V «е» категории без спуска эксплуатационной колонны.

1.3 Гидрогеологические и геохимические исследования нефтегазоносности

Гидрогеологические исследования сопровождали нефтегазопоисковые работы на всех этапах изучения и освоения нефтегазоносных провинций Сибири. На территории Сибирской платформы начиная с 70-х годов, они проводились В. И. Вожовым (Вожов, 1974, 1987, 1997, 1999), А. С. Анциферовым (Анциферов, 1982, 1989), М. Б. Букаты (Букаты, 1989, 1999), А. И. Сурниным (Сурнин, 1986) и рядом других исследователей-гидрогеологов. Геохимические исследования до 1970-х годов проводились большей частью попутно при разномасштабных геологических работах и в связи с отсутствием методических исследований и слабой лабораторной базы результаты их зачастую недостоверны.

В связи с расширением нефтегазопоисковых работ в структуры научно-исследовательских институтов с 70-х годов вводились гидрогеологические подразделения, в результате чего значительно активизировались комплексные исследования подземных вод в том числе и на территории Сибирской платформы. В это время была заложена методическая основа гидрогеологических работ, направленных на изучение подземных вод как для решения прогнозно-поисковых задач на нефть и газ, так и их оценки как источника теплоэнергетического, медикобиологического и гидроминерального сырья, хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения. Изучение гидрогеологии нефтегазоносных провинций Сибири проводились в научном содружестве со специалистами различных научно-исследовательских институтов и производственных геологических организаций: ВНИГРИ, ВНИИГАЗа, МИНХиГП, ТомПУ, ОИГГиМ СО РАН, ВостСибНИИГГиМС, ИЗК СО РАН, Ленанефтегазгеология и многих других (Сурнин, 2019).

Направления гидрогеологических исследований охватывали:

- изучение и анализ региональных и зональных геотермических, гидродинамических и гидрогеохимических закономерностей для прогноза нефтегазоносности территорий Восточной и Западной Сибири и оценки подземных вод и рассолов как источника комплексного редкометалльного и йодо-бромного гидроминерального сырья;
- комплексное гидрогеологическое изучение месторождений нефти и газа для разработки и обоснования локальных критериев поиска новых залежей углеводородов, корректировки геологических и флюидодинамических моделей месторождений, оценка попутных полезных компонентов;
- гидрогеологическое обоснование мероприятий по хозяйственно-питьевому водоснабжению и мелиорации земель сельскохозяйственных районов Западной Сибири;
- совершенствование методов анализа и расширение комплекса определяемых неорганических макро- и микрокомпонентов, водорастворенных органических

веществ, изотопов углерода в пробах пластовых вод;

- контроль качества, полноты комплекса и совершенствование методов гидрогеологического опробования скважин. С этой целью гидрогеологи в тесном содружестве со службами испытания скважин нефтегазоразведочных экспедиций участвовали в испытании водоносных объектов, внедряли передовое оборудование для пробоотбора, измерений пластового давления и температуры, методы консервации и хранения проб воды.

Поступление гидрогеологической информации в 70-х годах обеспечивало преимущественно региональный характер научных обобщений. Начавшийся с 1980-х годов масштабный разворот глубокого бурения, связанный с поисками и разведкой месторождений нефти и газа в центральных районах Сибирской платформы, способствовал быстрому накоплению гидрогеологического материала, поступавшего по результатам бурения, геофизических исследований в скважинах, гидродинамических испытаний и гидрогеохимического опробования водоносных объектов вскрываемого разреза (Сурнин, 2019). На разных этапах нефтегазопоисковых исследований были выполнены гидрогеологические обобщения, наиболее значимые из которых определили современные представления о гидрогеологии нефтегазоносных разрезов и геохимии подземных вод Западной Сибири и Сибирской платформы и легли в основу диссертационных работ Вожова В. И., Анциферова А. С., Матусевича В. М., Зуева В. А., Назарова А. Д., Букаты М. Б., Сурнина А. И., Новикова А. Д., Литвиновой И. В., Коха А. А. и ряда других ученых-гидрогеологов.

Началом систематических исследований по прямым геохимическим поискам УВ на территории Якутии следует считать 1976 г, когда во Всесоюзном научно-исследовательском геологоразведочном нефтяном институте (ВНИГРИ) впервые была предложена методика принудительной дегазации русловых осадков. Это дало возможность проводить газогеохимические исследования по линейным профилям, ориентированным вдоль речных долин. Исследования русловых отложений по методике ВНИГРИ было начато на территории Лено-Вилюйской нефтегазоносной области, где целесообразность постановки работ по изучению донных газов обуславливалась на тот момент, прежде всего, высокой песчанистостью пермских и мезозойских отложений и отсутствием надежных флюидоупоров в среднеюрско-меловых отложениях (Сивцев, 2024).

На основании результатов прямых геохимических исследований в Вилюской синеклизе, примыкающей с юго-западной стороны к Предверхоянскому прогибу, можно сделать следующие выводы:

- Информативность аномалий во многом зависит от места пересечения профилем структуры;

- Пятнистый характер профильных аномалий над продуктивными структурами свидетельствует о преобладающем эффекте фильтрационной миграции по различным ослабленным зонам от залежи.

Результаты экспериментальных прямых геохимических исследований на газоконденсатных месторождениях Вилюйской синеклизы (Филатов, 1983, 1985), а также более поздние исследования на смежных территориях (Калинин, 2017, 2021, Курчиков, 2012, Тимшанов, 2014, Малков, 2015, 2024, 2025) показывают высокий потенциал их применения при поисковых работах на нефть и газ. Несомненно, в комплексе с другими геолого-геофизическими, гидрогеохимическими методами такие исследования позволят увеличить достоверность прогноза перспектив нефтегазоносности слабоизученных территорий и могут быть эффективны на участках со схожим мезо-кайнозойским терригенным разрезом, к которым можно отнести и Предверхоянский прогиб.

На фоне имеющихся достижений нефтегазовой гидрогеологии и доказанной эффективности применения комплексных гидрогеологических/геохимических методов при нефтегазопоисковых работах, следует отметить что всегда имели место недооценка и практика недостаточного применения гидрогеологических исследований, особенно при поисково-разведочном бурении. Доля испытанных собственно водоносных интервалов редко превышает 5-10% от числа испытанных объектов. Такое отношение прямо сказывается на качестве получаемого материала и нередко приводит к утрате уникальной информации (неиспытанные водоносные объекты, недовосстановленные пластовые давления, отбор некачественных проб пластовой воды и др.). В последние годы глубокое бурение ведут негосударственные компании в следствии чего гидрогеологический материал для научных исследований зачастую недоступен (Сурнин, 2019).

ГЛАВА 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Административное положение района исследований

В административном отношении площади работ расположены на территориях Жиганского (бассейн р. Соболох-Маян), Кобяйского (бассейн р. Ляписке) и Томпонского (бассейн р. Томпо) районов (улусов) Республики Саха (Якутия) Дальневосточного федерального округа. В пределах листов Q-51; Q-52; P-53 миллионного масштаба (Рисунок 3).

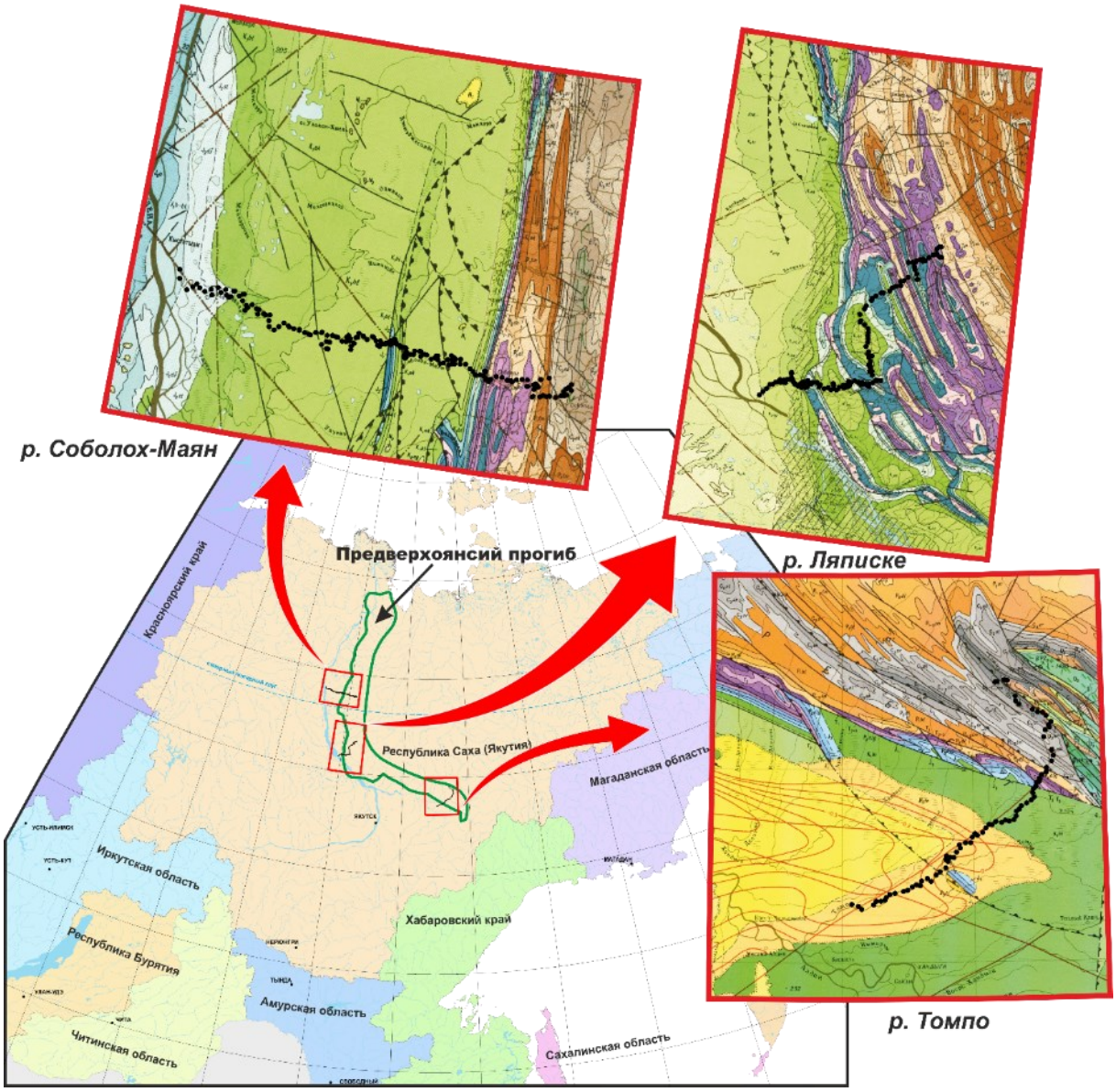


Рисунок 3 – Обзорная схема расположения района исследования

2.2 Гидрология и климатические условия

Климат рассматриваемой территории характеризуется резкой континентальностью, которая проявляется очень низкими зимними температурами (до – 50 °С) и высокими летними (до +30°С) температурами воздуха. Разность температур самого холодного и самого теплого месяцев достигает 60 °С (Рисунок 4).

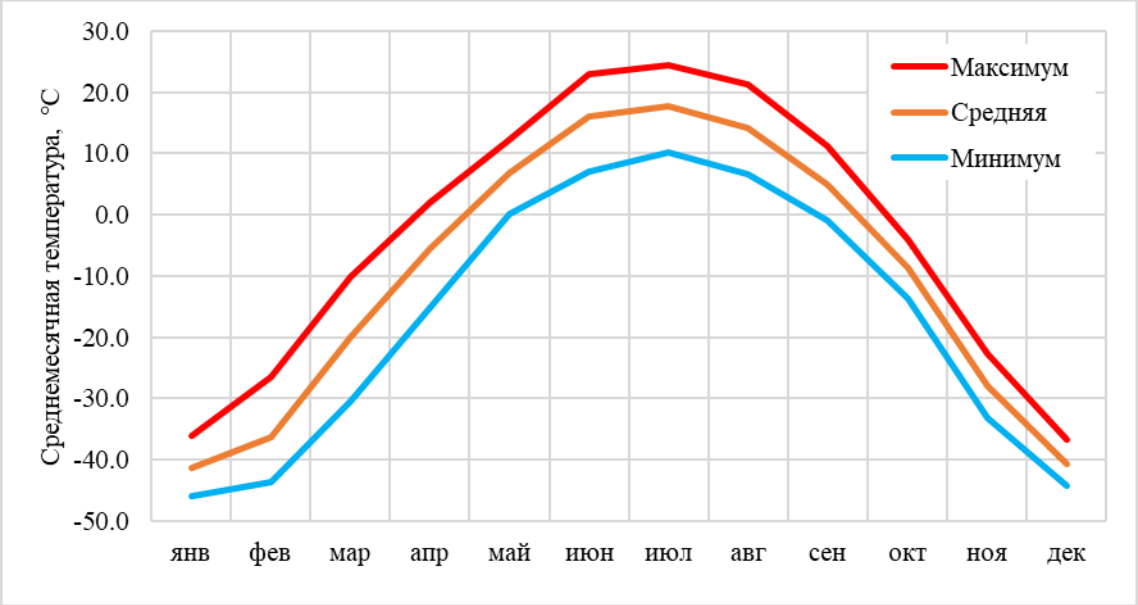


Рисунок 4 – Среднемесячная температура с 2014 по 2024 гг. по метеостанции в п. Теплый ключ

Главными факторами, определяющими такое своеобразие климата, являются характер общей циркуляции воздушных масс и физико-географические условия территории – ее удаленность и отгороженность горными системами от Тихого океана, открытость со стороны Северного Ледовитого океана и сложность орографии. В зимний период изученные территории охватывает мощный сибирский антициклон, начинающий образовываться в сентябре. Происходит формирование континентального, очень холодного воздуха. Ясная и сухая погода способствует охлаждению земной поверхности и нижних слоев воздуха. Дальнейшему развитию антициклона, достигающего своего максимума в январе-феврале, способствуют вторжения арктических воздушных масс. В холодное время года сильно развиты инверсии – повышения температуры воздуха с высотой.

Зима, как правило, малоснежная. Лето хотя и короткое, но теплое, а иногда и жаркое. Переходные сезоны года кратковременны и характеризуются большими суточными амплитудами.

Сезонная смена полей давления определяет ветровой режим территории, однако ее сложные орографические условия вносят значительные изменения. В зимнее время при антициклоническом режиме скорости ветров бывают небольшими. Летом скорости ветра значительно больше, а наибольшие скорости наблюдаются весной и осенью. В горных районах имеют место горнодолинные ветры с систематическими изменениями направления в течении суток (ночью вниз, а днем вверх по долине).

Средняя многолетняя годовая температура воздуха на всех изученных участках ниже нуля и составляет порядка -5 °С.

Максимальное количество осадков выпадает в августе и ноябре, а среднегодовое их количество достигает 250-300 мм и 300-400 мм в отрогах Верхоянского хребта (Рисунок 5).

Суровая продолжительная зима со скудным снежным покровом способствует развитию и сохранению вечной мерзлоты. Многолетняя мерзлота имеет массивно-островное распространение. Мощность ММП в данном районе достигает 300-600 м. Сезонные промерзания 0,5-3,0 м.

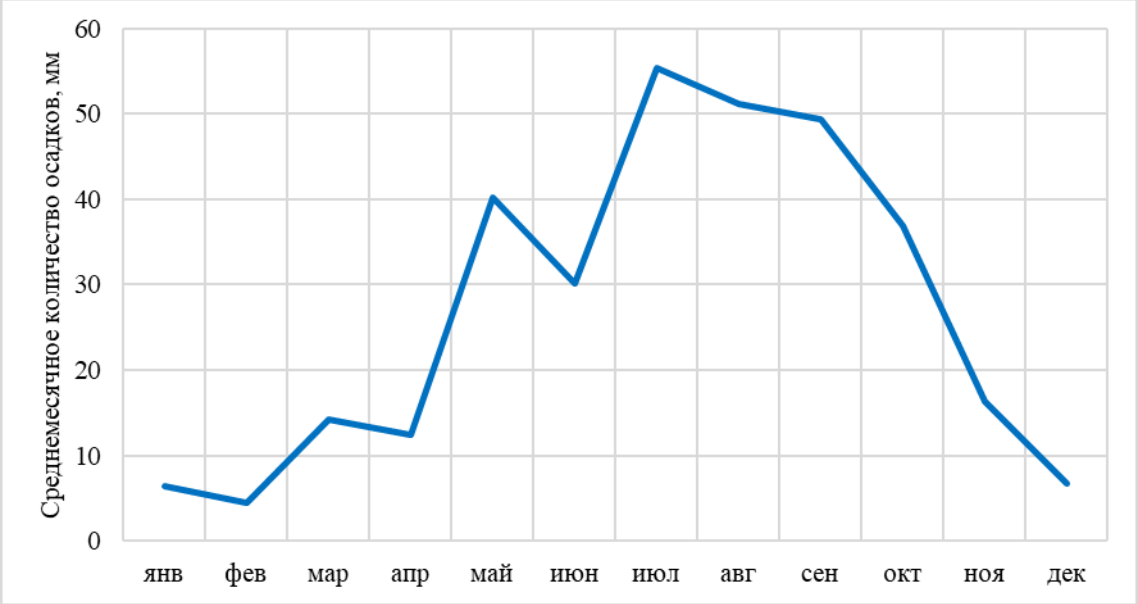


Рисунок 5 – Среднемесячное количество осадков в период с 2014 по 2024 гг. по метеостанции в п. Теплый ключ

Гидрографическая сеть участков работ представлена крупными правыми притоками реки Лена – Соболох-Маян (Собопол) и Ляписке (Лямпушка). Южный участок приходится на крупный правый приток р. Алдан – Томпо. Основные характеристики исследуемых рек представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные характеристики исследуемых рек (Ресурсы поверхностных… 1965, 1966)

Река	Площадь водосбора, км^2	Длина, км	Расход воды, м^3/с
Томпо	42700	570	158,6 (279 км от устья)
Ляписке	10300	299	–
Соболох-Маян	13300	411	82,1 (240 км от устья)

Для всех исследуемых рек характерны высокие весенние половодья, ежегодно повторяющиеся летние и осенние паводки, а также исключительно длительная и низкая зимняя межень.

Особенности в формировании весеннего стока обусловлены многолетней мерзлотой и

климатическими факторами. С началом осенних заморозков значительная часть жидких осадков задерживается на поверхности водосборов рек, пополняя запасы воды, формирующие последующее весеннее половодье. Поверхность почвы при заморозках обычно затвердевает и снежный покров, как правило, образуется на мерзлой почве. Весной вследствие быстрого роста температуры воздуха происходит интенсивное таяние снега и при наличии водоупора из мерзлых пород грунта талые воды быстро поступаю в речную сеть образуя высокое половодье, на которое приходится до 70% и более суммарного годового стока.

Характерной чертой режимов рассматриваемы рек являются дождевые паводки. Несмотря на кратковременность теплого периода, ежегодно наблюдаются 2-3 и более дождевых паводков, в следствие чего, наряду с одновершинными формами имеют место и гребенчатые, многоступенчатые формы гидрографов. Основными факторами формирования дождевых поводков является повсеместное развитие ММП, большое количество осадков относительно годовой величины в теплое время года и наличие наряду с обычными, обильных дождей и ливней. При выпадении таких ливней, происходят высокие паводки с резким поднятием уровня рек на несколько метров.

Зимняя межень низкая и продолжительная, сопровождающаяся промерзанием многих малых рек (таблица 3).

Таблица 3 – Расчетное распределение месячного и сезонного стока (% от годового)

Месяц / Год	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	**III**	IV
Многоводный	12,9	29,7	26,0	16,2	11,0	3,2	0,7	0,2	0,05	0,02	**0,01**	0,02
Маловодный	13,0	30,2	26,4	16,4	11,2	2,1	0,5	0,1	0,05	0,02	**0,01**	0,02

Примечание: по данным (Ресурсы поверхностных… 1965, 1966).

В высокогорных частях исследуемых бассейнов долины рек глубоко врезаны и большей частью имеют V-образную формую. Дно их заполнено крупнообломочным материалом. На участках резкого расширения долин речные поймы изобилуют неустойчивыми, изменяющимися в плане протоками.

2.3 Рельеф и ландшафт

В орографическом отношении, объект исследования расположен в пределах Приверхоянской наклонной предгорной равнины на границе двух геоморфологических стран: гор Северо-Восточной Сибири и плоскогорий, равнин и низменностей Восточной Сибири. Граница совпадает с подножием Верхоянского хребта. Она представлена в виде четкого тектонического уступа высотой в несколько сотен метров.

Приверхоянская наклонная предгорная равнина расположена между долиной Лены и Верхоянскими горами, полого поднимаясь к подножию гор. Абсолютная высота междуречий 250-580 м. В западном направлении Приверхоянская равнина спускается к дефляционной равнине высотой 70-110 м расположенной на восточной окраине Центрально-Якутской равнины и граничит с ней невысоким (порядка 50 метров) размытым уступом. На севере в бассейне реки Соболох-Маян равнина более высокая и волнистая, чем южнее. В этом районе находится меридионально вытянутое до 70 км Соболох-Маянское поднятие с абсолютными отметками высот до 540 м.

Вся Приверхоянская равнина охватывалась оледенениями, распространившимися с Верхоянских гор. Заключительный этап ледникового литогенеза на равнине связан с муруктинским оледенением.

На валунных суглинках и супесях, формирующих волнистую поверхность основной морены, холмисто-западинной и холмисто-грядовой поверхности конечных морен развиваются лиственничные редины и редколесья кустарничково-лишайниково-зеленомошные и кустарничково-сфагновые на мерзлотных северотаежных типичных, торфянисто и торфянисто-болотных почвах. К плоской поверхности, сложенной флювиогляциальными и озерно-ледниковыми песками, супесями и суглинками с включениями дресвы, щебня, гальки и валунов и часто перекрытых торфом, приурочены лиственничные редины и редколесья кустарничково-лишайниково-зеленомошные в сочетании с ерниками и сфагновыми болотами на мерзлотных северотаежных типичных, глееватых, торфянисто и торфяно-болотных почвах.

Основными криогенными процессами на моренах являются термокарст и морозобойное растрескивание. Грунты ландшафтов зандровых и озерно-ледниковых равнин подвержены термокарсту и морозному пучению. Для них характерны массивные, корковые, базальные криогенные текстуры. В моренах образуются системы повторно-жильных льдов, криогенные текстуры относятся к массивным, корковым, базальным.

Наибольшая мощность криолитозоны в типичных зональных условиях Приверхоянской равнины составляет 400-700 м.

Близ гор небольшие участки Приверхоянской равнины не несут покрова четвертичных отложений и отличаются пологово-грядовым местами пологоступенчатый структурно-денудационным рельефом, образовавшимся в результате литоморфной эрозии выходов наклонных пластов.

2.4 Геологическое строение и тектоника

В геологическом отношении изученная территория располагается в области сочленения двух крупнейших современных геоструктур – Сибирской платформы и Верхояно-Черского

коллизионного орогенного пояса, локализованного на западе Верхояно-Колымской складчатой области. В ее строении принимают участие породы широкого возрастного диапазона – от образований кристаллического фундамента архей-протерозойского возраста до пород осадочного чехла фанерозойского возраста, включающие отложения всех систем (Рисунок 6).

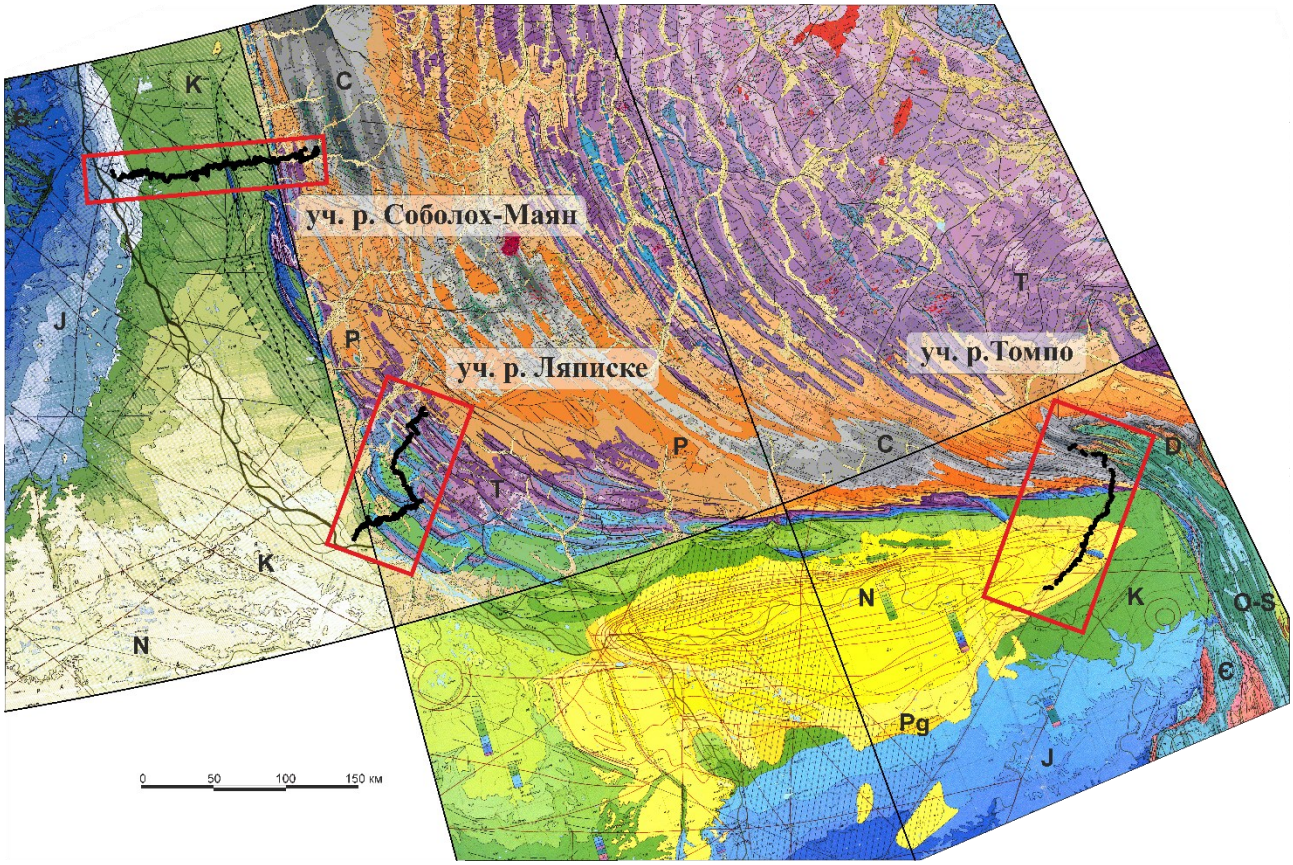


Рисунок 6 – Геологическая схема участков работ
(Государственная геологическая карта масштаба 1 : 1 000 000, листы Q51-53, P52-53)

Стратиграфия

Кристаллический фундамент

Архей-нижнепротерозойские (AR-PR$_1$) отложения слагают кристаллический фундамент платформы и вскрыты рядом скважин (Приленская, Ивановская). Наиболее распространенными породами метаморфического комплекса фундамента являются пироксен-амфибол-плагиоклазовые кристаллические сланцы, биотит-гранатовые, биотит-гиперстеновые и биотит-амфиболовые плагиогнейсы, биотитовые плагиограниты и гранитогнейсы. Реже встречаются мигматиты, кварциты и амфиболиты. Породы часто милонитизированы. Мощность нерасчлененных образований более 120 м. На Соболох-Маянском участке работ породы кристаллического фундамента вскрыты в скв. Приленская-1 в интервале 1649-1744 м (вскрытая мощность составляет 95 м). Образования фундамента в скважине представлены гнейсами крупнокристаллическими силлиманит-гранат-скаполит-полевошпатового состава, характерными для архея Анабарского щита (Рисунок 7).

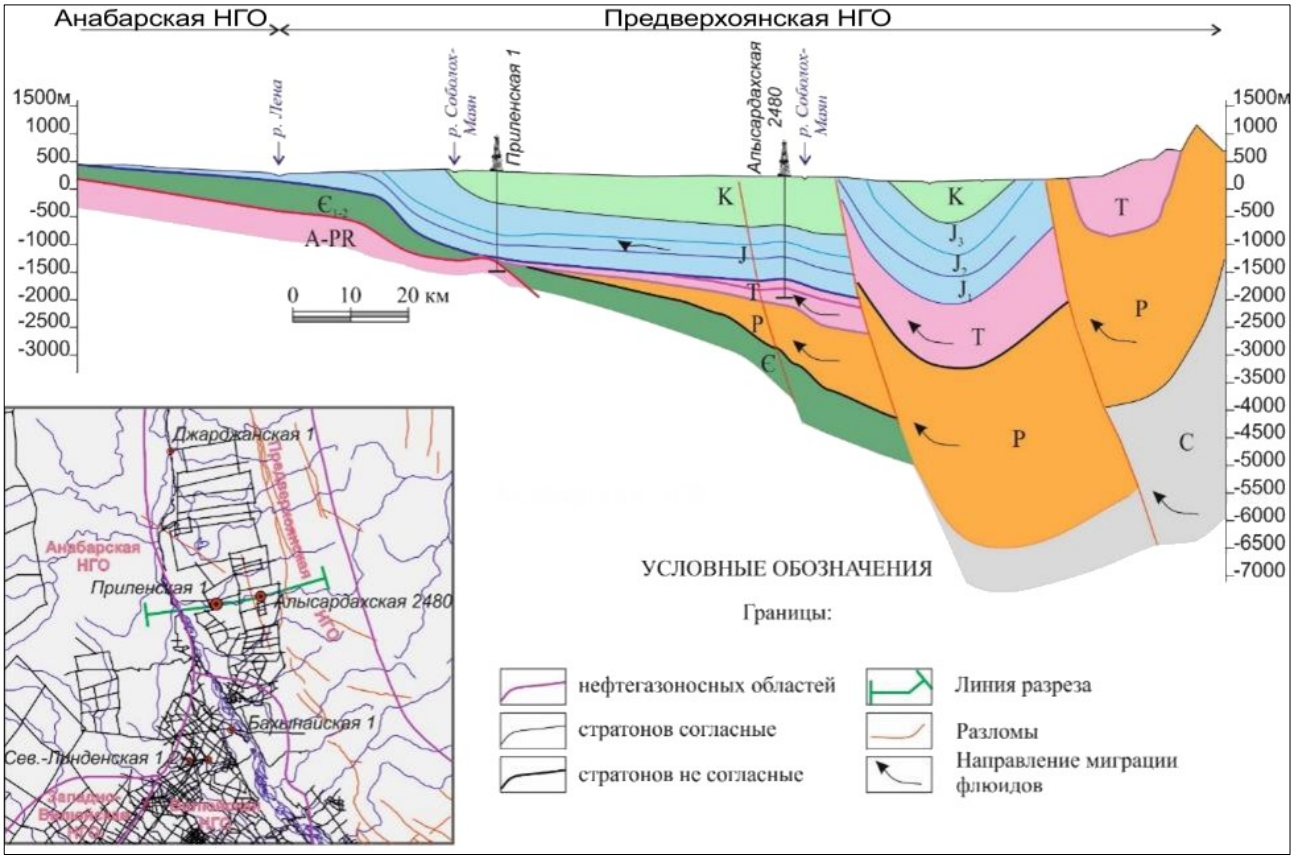


Рисунок 7 – Схематический геологический разрез вдоль участка р. Соболох-Маян (Соболев, 2013)

Отложения осадочного чехла

На рассматриваемой части Предверхоянского прогиба распространены отложения перми, мезозойской эратемы (северный и центральный участки бассейнов рек Соболох-Маян и Ляписке) и кайнозойской эратемы (южный участок бассейна р. Томпо). Каменноугольные отложения известны только в естественных разрезах западного склона Верхоянского хребта. Наиболее древние отложения палеозойской эратемы (кембрий, ордовик, селур, девон) выявлены южнее исследуемой территории в пределах Сетте-Дабана. Не исключено, что породы, относящиеся к палеозою и более древние отложения протерозойского возраста, могут быть встречены среди наиболее глубокозалегающих отложений в приплатформенной зоне южных частей Предверхоянского прогиба.

Пермская система

Отложения пермской системы прослеживаются в зоне сочленения Предверхоянского прогиба и Верхоянской складчатой области в естественных разрезах бассейна р. Соболох-Маян. Непосредственно на территории Соболох-Маянской площади пермские отложения вскрыты скв. Приленская-1 в интервале 1633-1649 м. Однако, в целом, на территории Предверхоянского прогиба они изучены очень слабо.

К северу от Соболох-Маянской площади, в скважине Джарджанская-1 отложения Бурской

толщи пермского возраста мощностью 193 м. вскрыты в интервале 1336-1529 м. Литологический разрез сложен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаники верхней половины разреза светло-серые, косослоистые, мелкозернистые, кварцево-полевошпатовые. В песчаниках отмечается наличие углистого материала (до 1%). Наибольшее количество углистого материала (до 8%) наблюдается в алевролитах. Песчаники нижней половины – полимиктовые, средне-, крупнозернистые и гравелитистые с однородной текстурой. Толща залегает со значительным стратиграфическим перерывом на архей-протерозойском фундаменте и перекрывается нижнетриасовой неджелинской свитой.

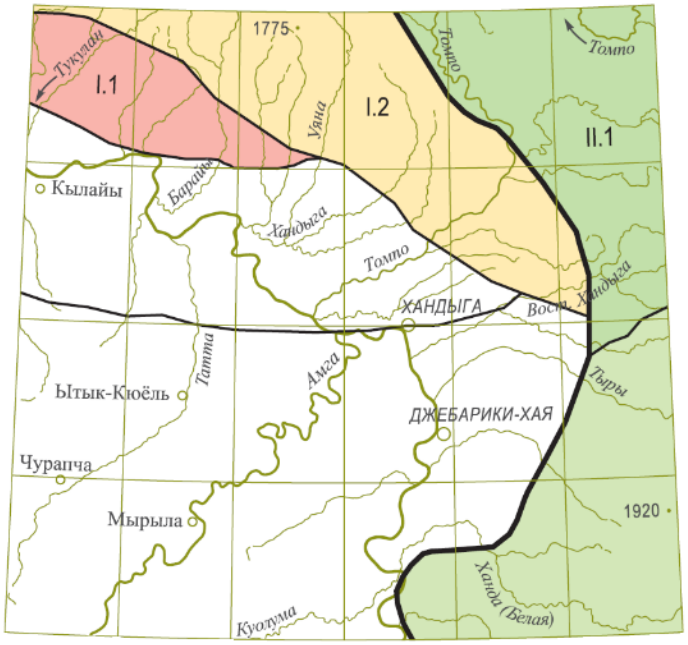


Рисунок 8 – Схема структурно-формационного районирования для среднего карбона - перми (Государственная геологическая карта... , 2021)

В пределах Алданской (южной) ветви Предверхоянского прогиба пермские породы изучены в надвиговой зоне (Рисунок 8). Здесь в пределах Куранах-Барайынской структурно-фациальной зоны (СФЗ) закартированы объединённые отложения деленжинской и дулгалахской свит. Нижняя часть деленжинской свиты сложена песчанистыми алевролитами и аргиллитами с прослоями мелкозернистых песчаников. Верхняя часть свиты сложена песчаниками с прослоями черных алевролитов. Породы дулгалахской свиты состоят из трех частей. Нижняя сложена алевролитами и аргиллитами. Средняя сложена песчаниками и алевролитами. Верхняя представлена песчаниками.

Триасовая система

Согласно схеме структурно-фациального районирования (СФР) триасовых отложений, территория исследования относится к Ленско-Нижневилюйской структурно-фациальной области (Рисунок 9).

Нижний отдел представлен отложениями Неджелинской, Таганджинской, Мономской и Сыгынканской свит.

Неджелинская свита (нижнеиндский подъярус) сложена аргиллитами и алевролитами, иногда туфогенными, пестроцветными с единичными пластами (до 10 – 20 м) тонкозернистых песчаников. Обычны галька аргиллитов, известковые конкреции. В скв. Приленская-1, где свита с размывом перекрыта юрскими отложениями, ее мощность составляет 80 м.

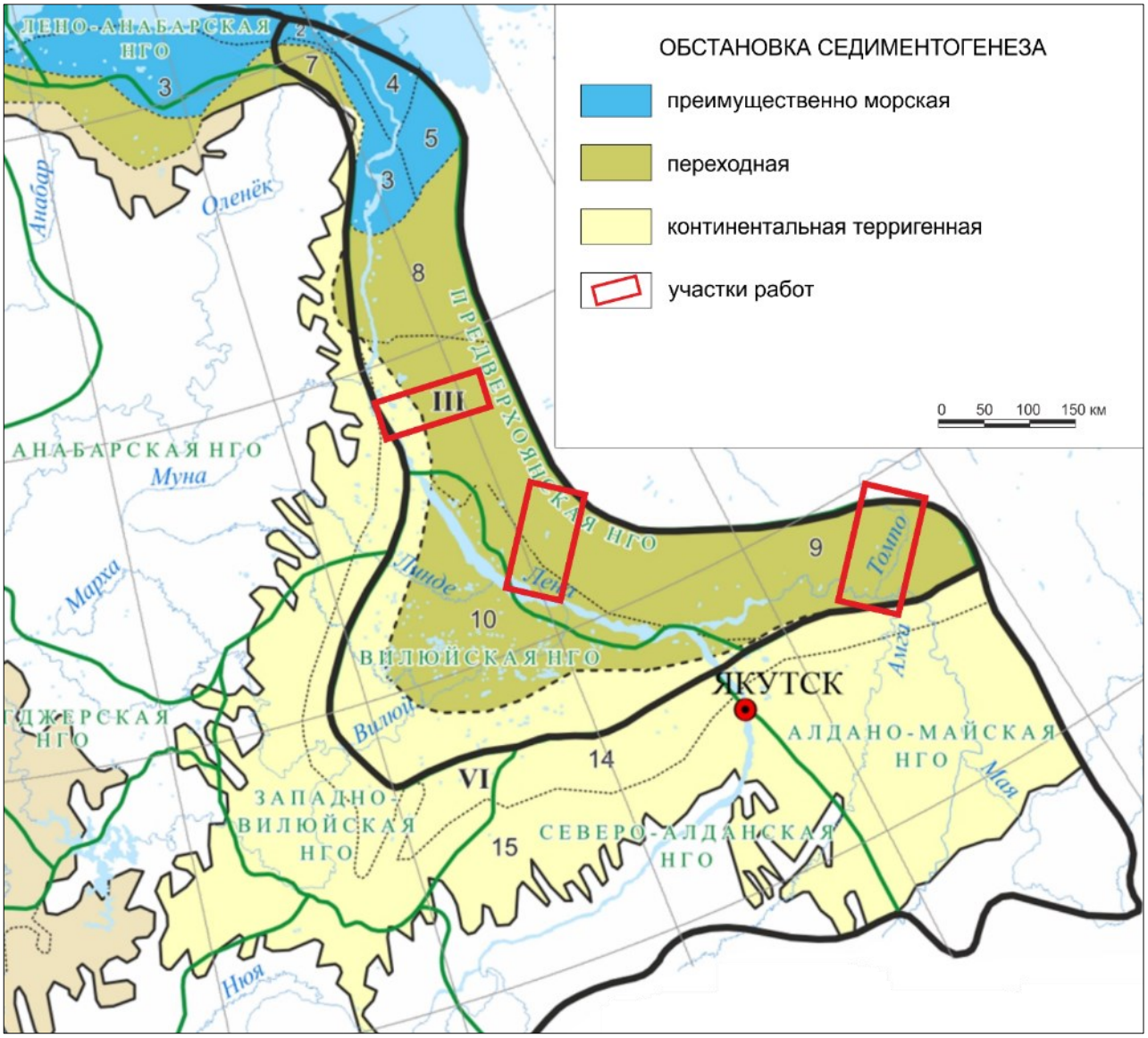


Рисунок 9 – Фрагмент схемы фациального районирования триасовых отложений Сибирской платформы (Стратиграфия, 2002)

Таганджинская свита (верхнеиндский подъярус) распространена в низовьях участка бассейна р. Ляписке и на прилегающих участках долины р. Лена, где перекрывает без видимого несогласия неджелинскую свиту. Представлена песчаниками, алевролитами, аргиллитами с прослоями туфогенных пород. Мощность свиты от 225 м до 525 м. В скв. Приленская-1 свита не установлена.

Мономская свита (нижнеоленёкский подъярус и нижняя часть верхнеоленёкского подъяруса). Согласно залегает на таганджинской свите и характеризуется широким развитием преимущественно глинистых пестроцветных пород с редкими ограниченно развитыми по площади пластами (линзами) мелкозернистых песчаников. Глины обычно пятнистые красноватые, буроватые, зеленоватые, серые с комковато-скорлуповатой отдельностью, содержат значительную примесь алевритового материала. Глинистая фракция по составу

аналогична ассоциации глинистых минералов подстилающих отложений. В сероцветных отложениях свиты присутствуют остатки аммоноидей.

Сыгынканская свита (верхнеоленекский подъярус). Распространена также в низовьях р. Ляписке и на прилегающем участке долины р. Лена, где без видимого несогласия залегает на мономской свите. Свита весьма изменчива по латерали и представлена песчаниками зеленовато-серыми, красновато-бурыми, от мелко- до (реже) крупнозернистых, с прослоями темно-серых, иногда пестро окрашенных алевролитов (до 10–20 м), аргиллитов (до 60 м) и темно-зеленых туфопесчаников, с линзами конгломерата. В нижней части свиты доминируют песчаники, в верхней – алевролиты. Мощность до 255 м. Свита вскрыта в скв. Алысардахская-2480 (бассейн р. Соболох-Маян) в интервале 2065-2198 м (мощность 133 м). Керн сложен песчаниками граувакково-аркозового состава серыми, светло-серыми с зеленоватым оттенком, средне-крупнозернистыми с прослоями темных аргиллитов и алевролитов темно-зеленовато-серых, средней плотности. В интервале 2144,6-2148,8 м обнаружен спорово-пыльцевой спектр, возраст которого определен как нижний триас.

Образования **среднего и верхнего триаса** представлены отложениями Толбонской Хедаличской Муосучанской и Кыбыттыгасской свит.

Толбонская свита согласно или со следами размыва залегает на сыгынканской. Сложена песчаниками с редкими пластами алевролитов и аргиллитов. Песчаники светло-серые, серые среднезернистые до гравийно-галечных, с линзами гравелитов, внутриформационных брекчий, темно-серых аргиллитов и алевролитов. Подразделяется на две подсвиты.

Хедаличская свита без видимых следов размыва залегает на песчаниках толбонской свиты. Нижняя часть хедаличенской свиты представлена переслаиванием темно-серых, черных алевролитов, аргиллитов и серых мелко- и крупнозернистых песчаников. В подошве пачки отмечаются тонкие линзы гравелитов и мелкогалечных конгломератов с мелкой хорошоокатанной галькой магматических и метаморфических пород, известняков, песчаников и алевролитов. Выше по разрезу залегают песчаники с резко подчиненными прослоями аргиллитов, алевролитов, конгломератов и гравелитов.

Муосучанская свита залегает на подстилающих отложениях с размывом, который фиксируется как по присутствию в ее основании конгломератов мощностью от первых сантиметров до 1 м, так и по налеганию подошвы свиты на различные слои хедаличенской свиты. Сложена сероцветными песчаниками и алевролитами, кварцитовидными песчаниками с линзами мелкогалечных конгломератов, гравелитов.

Кыбыттыгасская свита трансгрессивно залегает на муосучанской свите. Свита сложена песчаниками сероцветными мелко- и крупнозернистыми, местами грубозернистыми, присутствуют линзы углей.

Юрская система

Образования юры и мела залегают на подстилающих триасовых и более древних толщах с региональным перерывом и несогласием, и также несогласно перекрываются кайнозойскими отложениями, формируя средне-позднемезозойский структурный ярус. При построении схем фациального районирования и стратиграфических схем юрских отложений Сибири, принято их разделение на две части: нижне-среднеюрскую и келловей-верхнеюрскую, которые рассматриваются отдельно. Это разделение основано на результатах многочисленных исследований, обосновавших наличие двух крупных региональных этапов седиментогенеза, связанных со сменой направления трансгрессий и смещением области преобладания морского осадконакопления с востока на запад, что привело к резким отличиям генетических типов отложений и контуров фациальных районов юрских этапов осадконакопления.

Согласно утверждённой схеме фациального районирования нижней и средней юры Восточной Сибири (Рисунок 10), участок работ в бассейне р. Соболох-Маян относится к Бегиджанскому фациальному району Лено-Енисейской фациальной области, который принято считать в качестве переходной к Лено-Вилюйской области в связи с появлением по всему разрезу (в меньшей степени в нижнем отделе системы) мощных пачек песчаников. Участок работ в бассейне р. Ляписке относится к Китчанскому а участок работ в бассейне р. Томпо к Алданскому фациальному району.

Нижний отдел

Кызылсырская свита (гетаннгский-плинсбахский ярусы) выделена в качестве свиты по скважинам в нижнем течении р. Вилюй. (Сластенов, 1976) Со стратиграфическим перерывом залегает на отложениях триаса. Представлена песками, песчаниками, пачками аргиллитов, прослоями песчанистых известняков, линзами конгломератов. Мощность свиты 260 м. Вскрыта Приленской скважиной 1. В разрезе скважины Алысардахской-2480 нижнеюрские отложения представлены усть-вилюйской и долганской свитами, соответствующие кызылсырской свите.

В Бегиджанском районе кызылсырской свите соответствуют: кабытыгасская, тарыннахская, брусальская и ундюлюнгская свиты, общей мощностью до 760 м.

Сунтарская свита (тоарский ярус) является основным глинистым маркирующим горизонтом и прослеживается в морских глинистых фациях далеко за пределами рассматриваемой территории. Свита сложена темно-серыми уплотненными глинами массивными и тонкоотмученными, иногда внизу битуминозными, а выше – слоистыми, алевритовыми. Вверх по разрезу структура разреза грубеет, он опесчанивается, появляются прослои глинистых и крупнозернистых алевритов. Отложения этого возраста развиты во всех фациальных районах.

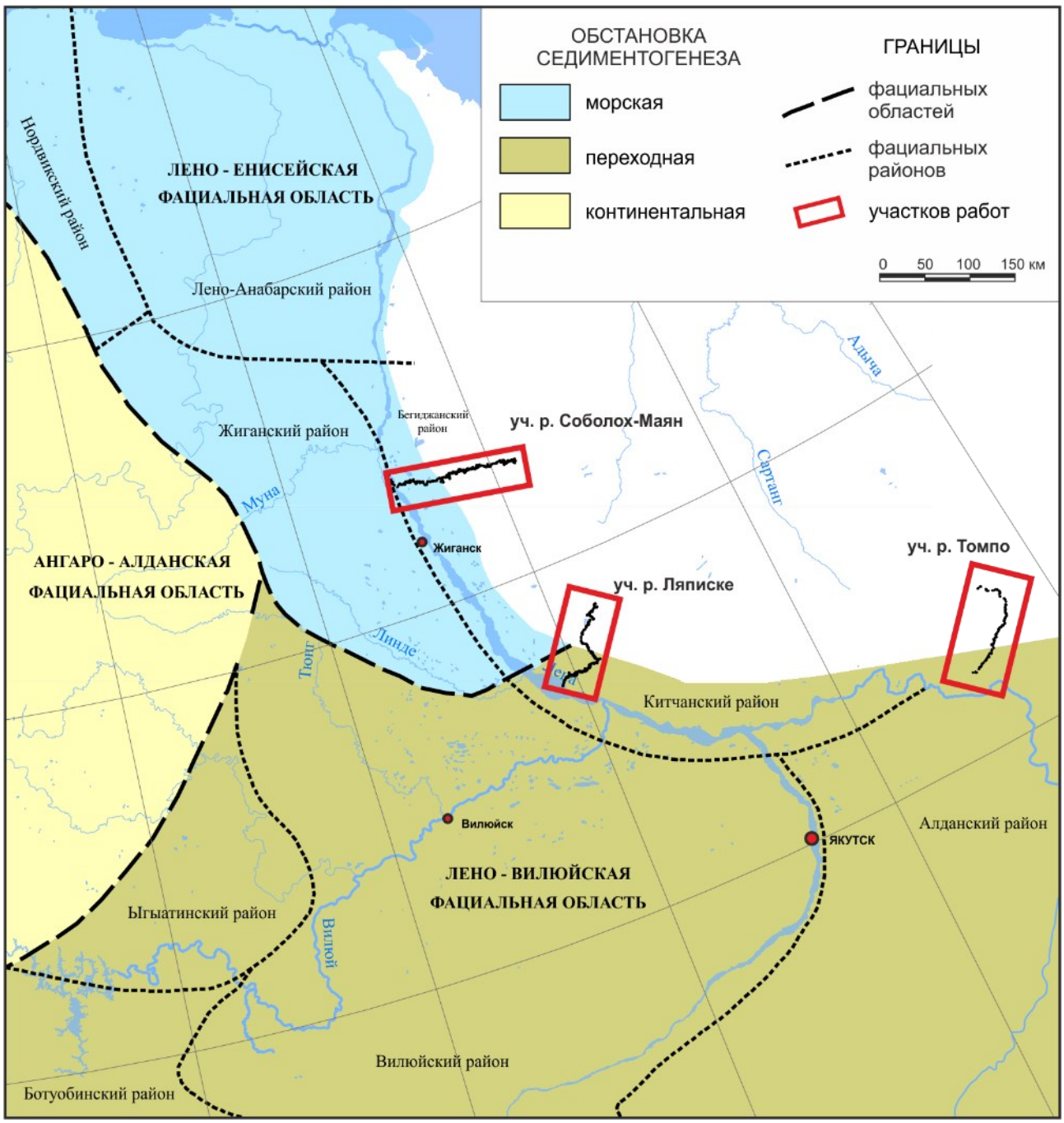


Рисунок 10 – Фрагмент схемы фациального районирования нижне-среднеюрских отложений Сибирской платформы (Шурыгин, 2000)

Средний отдел

Якутская свита. Согласно залегает на сунтарской. Свита сложена чередованием пачек преимущественно светло-серых разнозернистых часто косослоистых песчаных и песчано-алевритовых пород с редкими пластами аргиллитов со значительным количеством углефицированного растительного детрита. В Бегиджанском районе ей соответствуют: сынчинская, эселяхская, хорогнская свиты общей мощностью до 680 м.

Нижневилюйская свита (верхнебатский подъярус-келловейский ярус). Сложена светло-серыми разнозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов, аргиллитов, линзами углей,

остатками листовой флоры. Свита сложена мелко- среднезернистыми серыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Для свиты характерно большое количество обугленного растительного детрита и углисто-слюдистого материала, подчеркивающего слоистость. В Бегиджанском районе ей соответствует джазкойская свита. *Джазкойская свита* сложена светло серыми, почти белыми разнозернистыми косослоистыми песчаниками с прослоями и пачками темно-серых алевролитов, мощность достигает до 300-400 м

В пределах Алданской ветви Предверхоянского прогиба (район бассейна р. Томпо), нижнеюрские отложения залегают с размывом на кембрийских отложениях. Юрские осадки в разрезе Хандыгской скважины представлены песчаниками с прослоями конгломератов, галечников, глин мощностью 1100 м. В надвиговой зоне юрские отложения залегают с размывом на породах триаса. Здесь выделены килляхская, красноалданская свиты, отнесенные к нижней юре. Среднеюрские отложения на востоке Алданской впадины, представлены *сугдженской свитой*, которая сложена песчаниками, алевролитами и известковистыми песчаниками.

Верхний отдел

Согласно схеме фациального районирования келовей-верхнеюрских отложений Сибирской платформы участок работ в бассейне р. Соболох-Маян относится к Жиганскому, а участки в бассейнах рек Ляписке и Томпо к Лено-Вилюйскому фациальному району (Рисунок 11).

Марыкчанская свита. Свита сложена пачками чередования серых аргиллитов, алевролитов, песчаников с единичными пластами углей. Песчаники мелко- среднезернистые, пиритизированные, с обугленным растительным детритом и углисто-слюдистым материалом на поверхности наслоения. Мощность марыкчанской свиты 100-140 м.

Бергеинская свита (оксфордский ярус). Свита представлена серыми песчаниками с пачками переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей, в верхней части свиты – серыми песками и уплотнёнными глинами. Песчаники мелко- среднезернистые, участками неясно- и параллельно слоистые за счет наслоения обуглившихся растительных остатков, линзочек и слойков угля, со стяжениями пирита. В алевролитах отмечена горизонтальная, косая и волнистая слоистость за счет наслоения углисто-слюдистого материала.

В пределах Алданской ветви Предверхоянского прогиба (район бассейна р. Томпо) выделена *Сытогинская свита* которая с размывом и трансгрессивно налегает на континентальные образования марыкчанской свиты. В бассейне реки Томпорук (правый приток р. Томпо) преобладают серые средне- и крупнозернистые песчаники, включающие единичные прослои алевролитов и аргиллитов и редкие обломки обугленной древесины. В базальных частях свиты отмечается обильная галька кварца и щебень глинистых пород, образующие иногда маломощные прослои.

Меловая система

Меловые отложения Предверхоянского прогиба сложены терригенными образованиями. Вслед за усиливающимся ростом Верхоянской складчатой системы, на территории Сибири в меловое время продолжалось смещение морских условий осадконакопления в западном направлении.

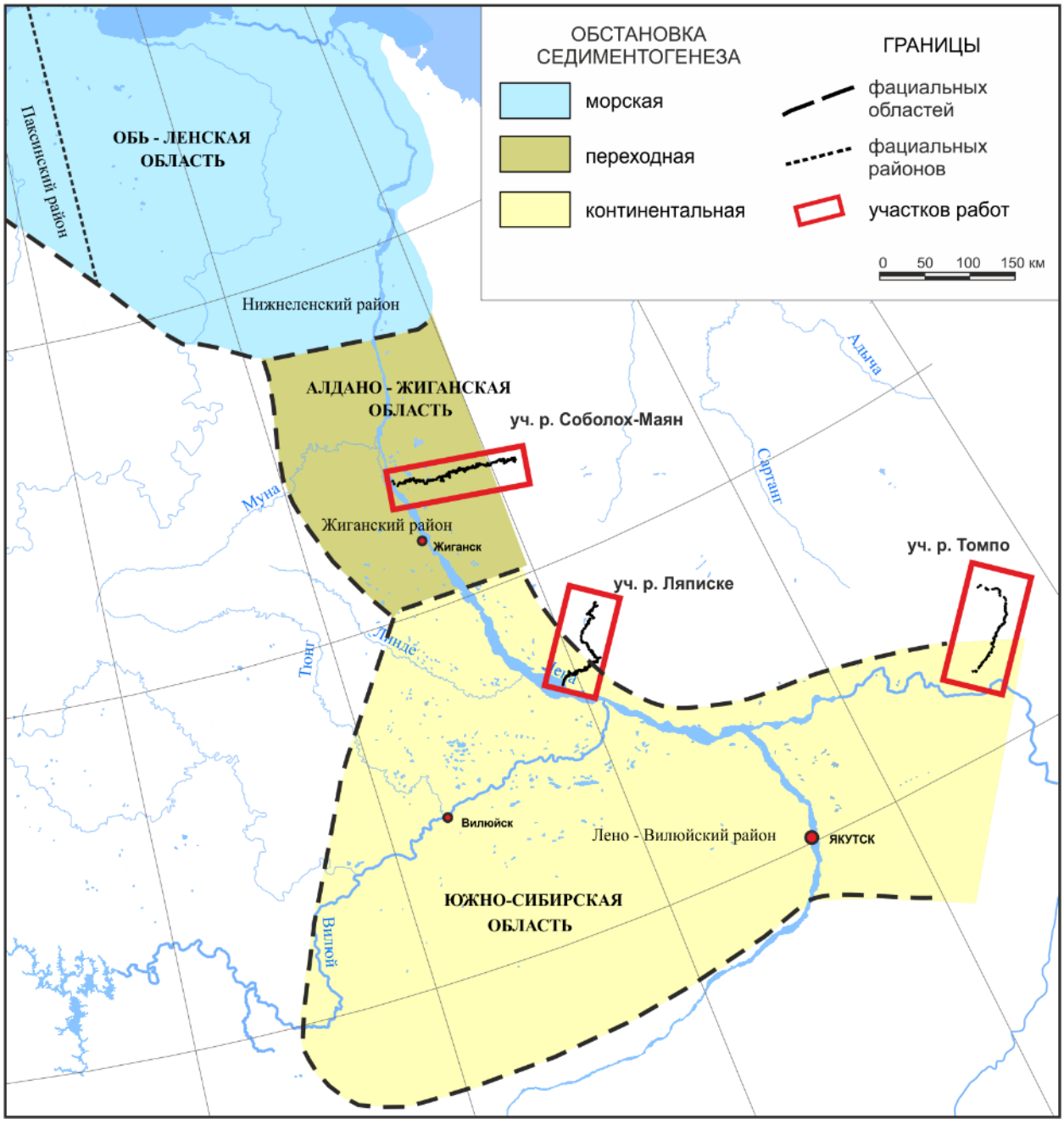


Рисунок 11 – Фрагмент схемы фациального районирования келловей-верхнеюрских отложений Сибирской платформы (Шурыгин, 2000)

Нижний отдел

Территория бассейнов рек Соболох-Маян и Ляписе расположены в Вилюйском, а участок бассейна р. Томпо – в пределах Алданского фациального района (Рисунок 12).

Батылыхская свита. Отложения представлены алевролитами, аргиллитами с прослоями углей и песчаников. В породах отмечаются стяжения карбонатных крепко сцементированных разностей. Песчаники зеленовато-серые и темно-серые мелко- и тонкозернистые, в маломощных слоях тонколинзовидно-слоистые или неяснослоистые, обычно имеют подчиненное значение. Алевролиты и аргиллиты зеленовато-серые, серые и светло-серые, темно-серые и буровато-серые горизонтальнослоистые или тонколинзовидно-слоистые. Мощность батылахской свиты в скважине Хандыгская 2 более 400 м.

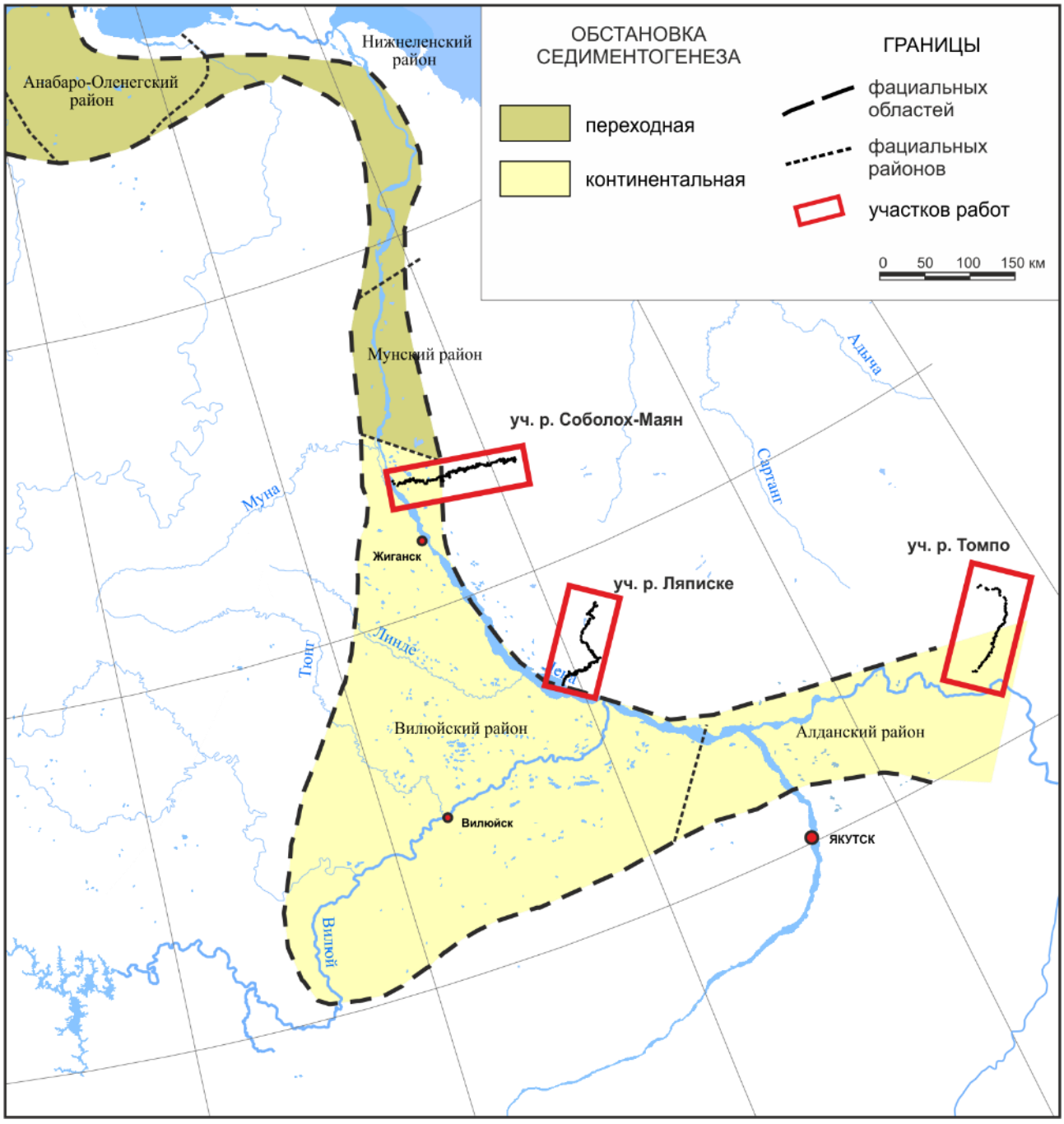


Рисунок 12 – Фрагмент схемы фациального районирования берриас-аптских отложений Сибири (Будников, 2009)

Нижний-верхний отдел

Эксеняхская свита. В Предверхоянском краевом прогибе нижняя часть свиты (150-500 м) сложена пачками песков и песчаников, чередующихся с угленосными пачками (переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов, углей). Пески часто косослоистые с линзами карбонатизированных разностей. В верхней части свиты (600-1200 м) угленосные породы встречаются в виде линз (0,2-0,3 м), не редка рассеянная галька, стяжения сидерита. Возраст верхней части свиты установлен как аптский.

Хатырыкская свита. От подстилающих отложений отличается повышенной угленосностью. Сложена преимущественно каолинизированными песками, песчаниками, аргиллитами и алевролитами осветвленными зеленовато- и темно-серыми с прослоями углей (до 5,5 м), линзами гравелитов и сидеритов. В средней части содержит реликты пепловых витрокластических туфов и туффитов (в пластах до 10 м толщиной).

Аграфеновская свита. Представлена разнозернистыми, неотсортированными, преимущественно полимиктовыми белёсо-серыми, иногда серовато-желтоватыми косослоистыми уплотненными песками с редкими маломощными прослоями и линзами глин, аргиллитов, алевритов и алевролитов, пропластками углей, рассеянной гальки и гравием кварца, глиняных «катунов» и обугленной древесины.

Верхний отдел

В пределах рассматриваемой территории практически отсутствуют меловые отложения моложе сеноманского возраста (Рисунок 13). Лишь в низовьях участка бассейна р. Ляписке встречаются отложения этого возраста.

Тимердяхская свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита сложена песками серыми и светло-серыми разнозернистыми слабо каолинизированными с гравием и галькой, конкрециями сидеритов. Вверху редкие прослои и линзы песчанистых глин.

Верхняя подсвита сложена аналогичными породами, вверху с мощными прослоями и линзами песчанистых глин.

Линденская свита. Белые, светло- и желто-серые косослоистые каолинизированные мучнистые пески с прослоями серых и темных (от обугленного растительного детрита) алевритистых гидрослюдисто-каолинитовых глин, пластами (0,2 - 0,5, редко до 1,0 м) лигнита, содержащего зерна смолы, линзами галечников и черных аргиллитоподобных глин.

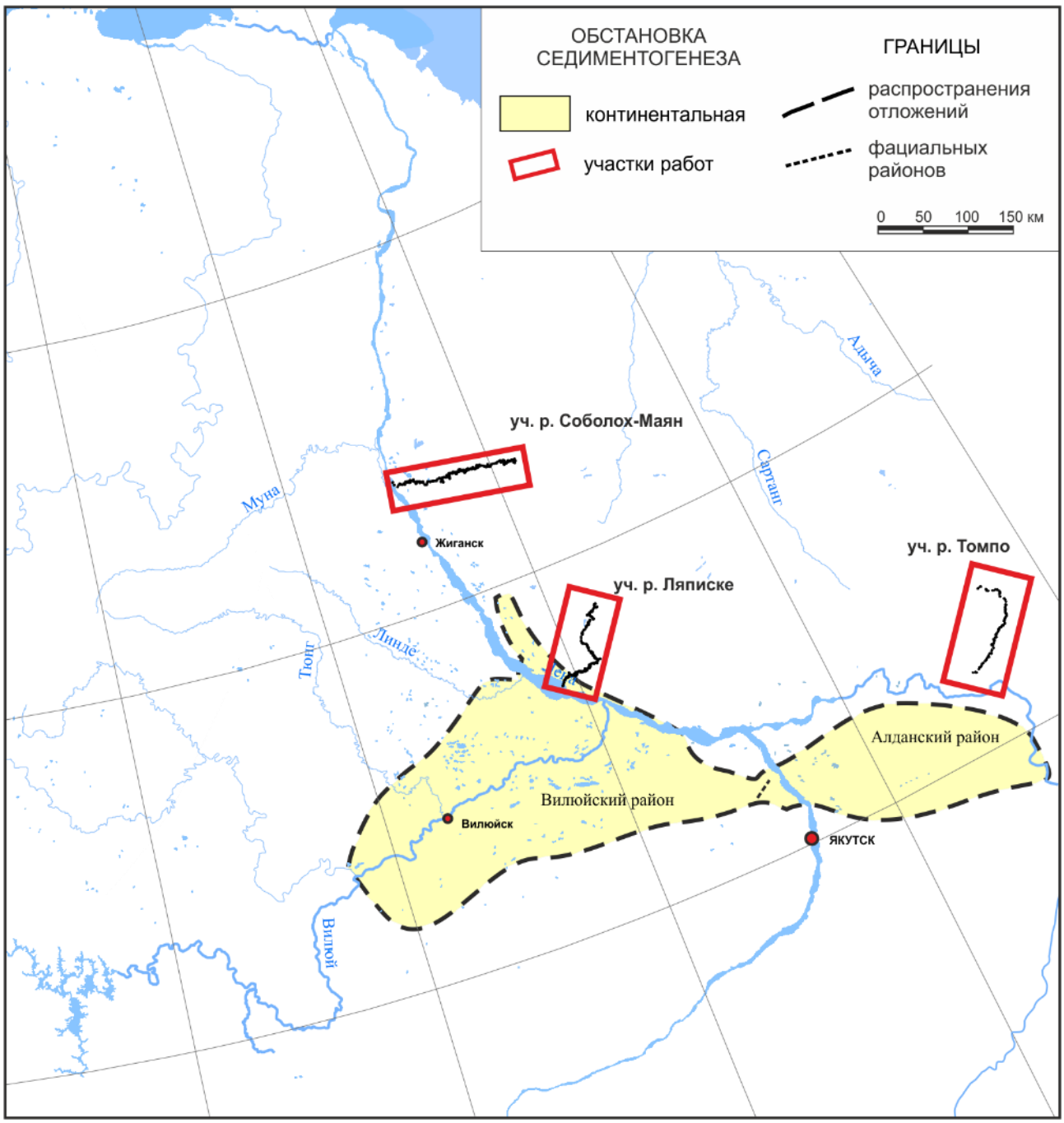


Рисунок 13 – Фрагмент схемы фациального районирования верхнемеловых отложений Сибири (Будников, 2009)

Кайнозойская эратема

Отложения палеогена развиты в Нижнеалданской впадине, где залегают на размытой поверхности мезозойских пород. Отложения обнажаются в цоколях террас и на поверхности 200-метровой террасы Алдана. Это русловые фации аллювия – валунно-галечные, песчано- и гравийно-галечные отложения, розовые и ржаво-бурые.

К югу от участка в бассене реки Томпо вскрыта буровыми скважинами *Таттинская свита*. В современном эрозионном срезе наблюдается локально. В ее основании залегает слой (0,4–1,2 м) базального галечника из галек кварца, кварцитов, кремней, магматических пород,

песчаников и алевролитов, связанных разнозернистым песком. Выше свита сложена песками преимущественно серыми и светло-серыми разнозернистыми, косослоистыми. Они содержат лигнитизированные растительные остатки и рассеянные гравий и гальку, главным образом кварца и кварцитов. Присутствуют редкие невыдержанные прослои (до 2–5 м) алевролитов, алевритов и глин серых и темно-серых с линзами сидеритов.

Неоген-четвертичные отложения в пределах изучаемой площади развиты на правобережье р. Алдан (Рисунок 14). Сложены песками и глинами. Мощность четвертичных отложений меняется в широких пределах, на водоразделах она составляет 2–10 м, в понижениях дочетвертичного рельефа достигает 35 метров и более.

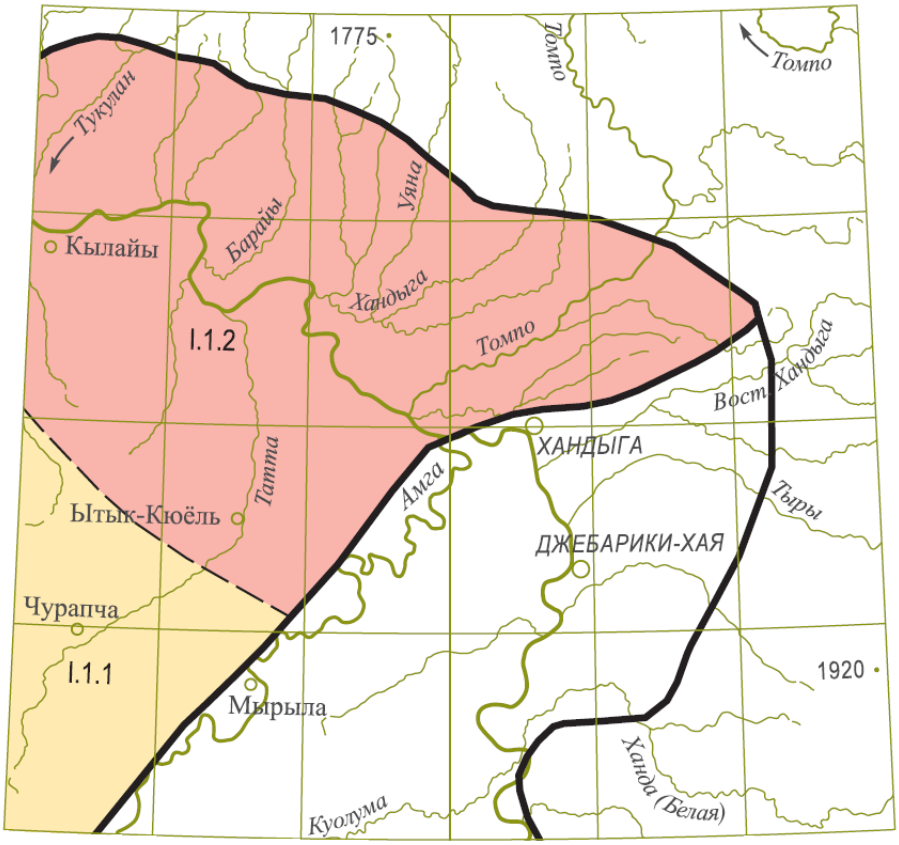


Рисунок 14 –Фрагмент схемы структурно -формационного районирования для полиогена - неогена (Государственная геологическая карта… , 2021)

Тектоника

Согласно тектонической схеме, исследуемые участки работ расположены в зоне сочленения восточного борта Вилюйской гемисинеклизы и западного борта Предверхоянского краевого прогиба (Рисунок 15).

Предверхоянский краевой прогиб является краевой структурой платформы, возникшей перед фронтом формирующейся в конце мезозоя Верхояно-Колымской складчатой области и последовавших за этим процессов погружения и усиленной аккумуляции. Для прогиба

характерно субмеридиональное простирание структур. Судя по результатам интерпретации геофизических материалов и данным бурения, кристаллический фундамент платформы распространяется под прогибом. Отмечается относительно постепенное его погружение (до 6-7,5 км). Прогиб выполняют в первую очередь терригенные мелководные (шельф) отложения юрского возраста и перекрывающие их преимущественно континентальные отложения нижнего мела. Во внутренних частях прогиба сохранились отложения верхнего палеозоя и триаса. В общем устанавливается выдержанное падение толщ в восточном направлении к центру прогиба (Государственная геологическая карта, 2024).

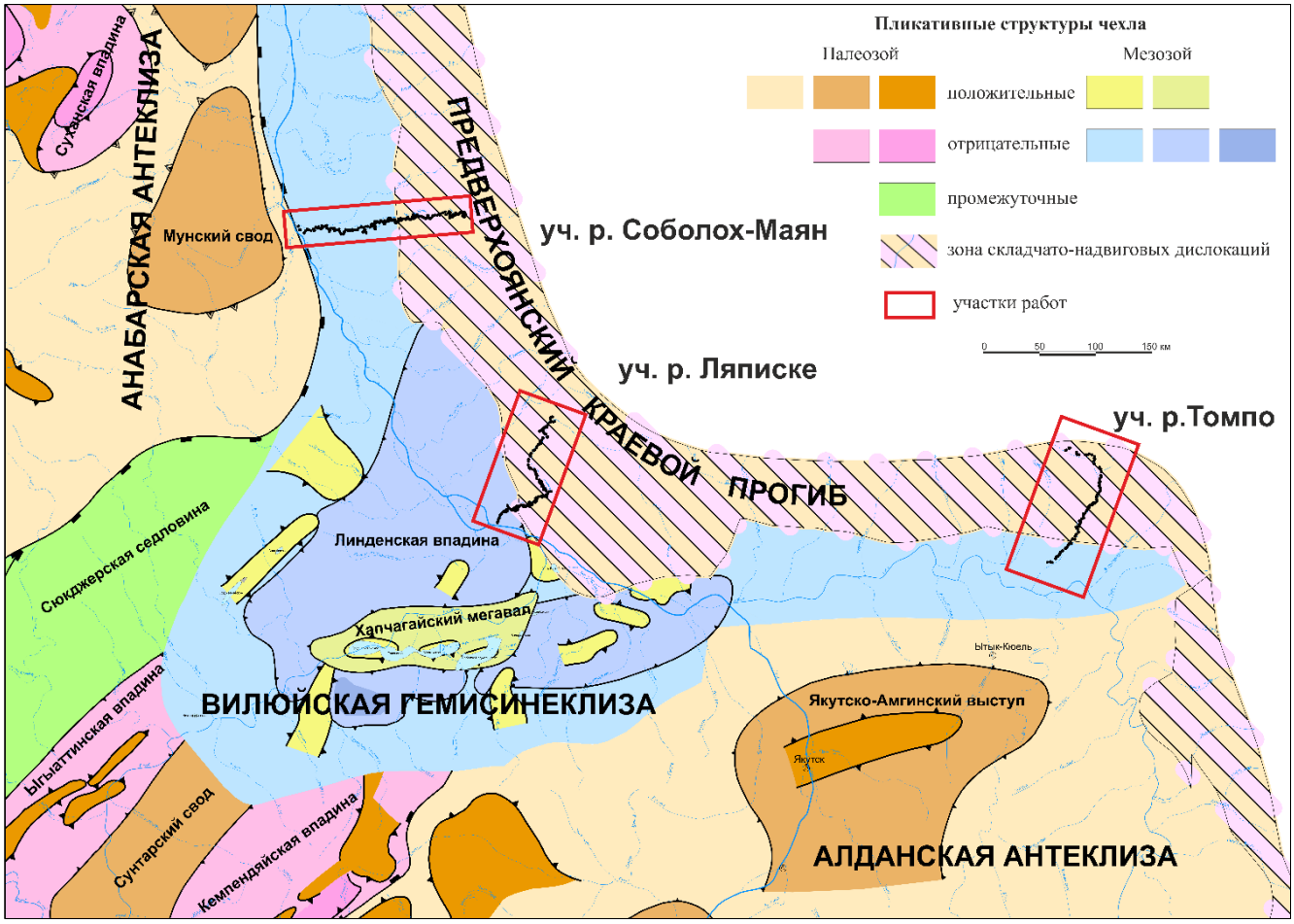


Рисунок 15 – Тектоническая схема района работ (Тектоническая карта… , 2021)

Предверхоянский краевой прогиб входит в состав краевых депрессий Сибирской платформы, обрамляя последнюю с востока, протягиваясь в меридиональном направлении от приустьевой части р. Лены, где граничит с Лено-Анабарским прогибом по Оленекско-Туорасисской седловине, до впадения р. Вилюй на юге, где объединяется с Вилюйской синеклизой (Ленская ветвь), далее уходит на восток по широтному течению р. Алдан, где примыкает к Сетте-Дабанскому прогибу (Алданская ветвь).

Западная граница системы Предверхоянского прогиба структурно практически не выражена и чаще всего проводится по формационному признаку - по полю сплошного

распространения нижнеюрских отложений. Такая трактовка границы весьма условна, поскольку центральная часть прогиба и синеклиза сливаются, образуя единую структуру, сформировавшуюся над Вилюйским среднепалеозойским авлакогеном. Верхнепалеозойские и мезозойские отложения здесь не испытывают сколько-нибудь существенных изменений состава и мощностей. В связи с этим до настоящего времени отсутствует единый взгляд на границу между Предверхоянским прогибом и Вилюйской синеклизой.

Восточная граница краевой системы в современном структурном плане проводится по Западно-Верхоянскому глубинному разлому, выраженному в современной морфоструктуре системой покровно-надвиговых структур.

В пределах северной и южной ветвей прогиб имеет в поперечном сечении резко асимметричное строение: широкое со слабым уклоном внешнее (приплатформенное) крыло, в пределах которого мощность терригенных отложений не превышает 3 км, и узкое внутреннее (пригеосинклинальное) крыло с мощностью отложений перми и мезозоя до 6 км и более.

Приплатформенное крыло осложнено брахиформными складками и разрывными нарушениями, пространственное расположение которых часто находится в связи со структурным планом до верхнепалеозойского основания. Строение центральной части Предверхоянского прогиба во многом обусловлено формированием на базе Палеовилюйского авлакогена. С ограничивающими его разломами, по-видимому, генетически связаны поперечные поднятия, отделяющие центральную часть от Ленской и Алданской ветвей прогиба. Однако, если по формационному признаку эту территорию можно рассматривать как составную часть Предверхоянского прогиба, то в структурном отношении она не является линейно-вытянутой в зоне сочленения платформы и складчатой области, т.е. у этой структуры отсутствует один из наиболее характерных признаков краевых прогибов - их линейность.

Строение прискладчатого крыла Предверхоянского краевого прогиба значительно более сложное. До определенного времени граница прогиба со складчатыми областями Западного Верхоянья однозначно устанавливалась по зоне так называемого Западно-Верхоянского разлома (Тектоника Якутии, 1975; Геология нефти…, 1981).

В 60-70-е годы появились первые публикации о развитии надвиговых структур в зоне сочленения Предверхоянского прогиба с Верхоянским горно-складчатым сооружением (Наумов, 1962; Натапов, 1967). В работах этих лет говорится о развитии крутых надвигов, приуроченных к Западно-Верхоянскому краевому или Ленскому структурному швам с амплитудой горизонтального перемещения до 80-90 км.

Непосредственно в пределах участка работ в бассейне р. Соболох-Маян изучено две положительные структуры: Алысардахская и Агдай-Ньимингинская.

Алысардахская структура выявлена сейсморазведочными работами МОГТ в конце 70-х

годов. Проведенные дополнительные сейсморазведочные работы в 1980-1982 гг. в целом не изменили общий структурный план прошлых лет. Структура осложнена надвигом, амплитуда смещения пород по вертикали оценивается 2-2,5 км. По горизонтали 2-5 км. Алысардахская скважина 2480, расположенная в прискладчатой зоне Предверхоянского прогиба, при глубине 2198 вскрыла отложения нижнего мела, юры, и часть триасового комплекса. В разрезе скважины отмечены признаки нефтегазоносности в виде притоков разгазированной пластовой воды. Метановый состав водорастворенных газов (CH_4 до 80%) и высокая газонасыщенность вод (до 1,44 л/л) в целом не исключает возможности формирования залежей газа в рассматриваемой части прогиба.

Породы, вскрытые скважиной, значительно уплотнены, видимо в результате достаточно интенсивного проявления тектонического напряжения. Коэффициент пористости песчаников по материалам ГИС колеблется в интервале от 0,4 до 9,4%. Обильные водопроявления интенсивностью 22-120 $м^3$/сут, отмеченные в процессе бурения, и факт получения из плотных юрских отложений притока разгазированной пластовой воды (дебит 87 $м^3$/сут) связаны, очевидно, с повышенной трещиноватостью пород.

Алысардахская параметрическая скважина 2480 по техническим причинам не вышла за пределы надвинутой аллохтонной пластины, т.е. плоскость надвига, предполагаемое положение которого приурочено к интервалу глубин 2500-2600 м. Ловушка, выделенная в поднадвигововых отложениях не вскрыта. Скважина ликвидирована по техническим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

Агдай-Ньимингинская структура, в пределах которой расположена Приленская скважина №1, была первоначально выявлена по геологической съемке масштаба 1 : 200 000 по нижнемеловым отложениям. Проведенные впоследствии сейсморазведочные работы не подтвердили ее существование по более глубоким горизонтам. В целом по сейсморазведочным данным в районе, включающим в себя район скважины Приленская 1, фиксируется обширная моноклиналь с плавным увеличением угла наклона пород в восточном направлении. Скважиной Приленской-1 вскрыт разрез в значительной степени отличающийся от проектного, прежде всего по его мощности. Общая мощность осадочного чехла оказалась на 1300 м меньше, чем предполагалось. Проектный горизонт (кристаллический фундамент) вскрыт на глубине 1649 м (проектная глубина – 3000 м).

В разрезе Приленской скважины по данным ГИС в триасово-нижнеюрском и среднеюрско-меловом резервуарах присутствуют пласты коллекторы с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Кп по данным акустического каротажа равен 19-26%. Все выделенные пласты-коллекторы водонасыщены. При опробовании получены притоки воды без признаков газонасыщения.

В целом по данным интерпретации сейсморазведочных работ в районе расположения скважины Приленская-1 фиксируется обширная моноклиналь с плавным увеличением угла наклона пород в восточном направлении. Учитывая эти особенности строения, а также характер вскрытого скважиной разреза, возможно предположить развитие ловушек неантиклинального типа, связанного с зоной выклинивания пермских и нижнетриасовых отложений.

2.5 Нефтегазоносность

В соответствии с картой нефтегазоносности Сибирской платформы (Рисунок 16) район исследований охватывает территорию северной, центральной и южной частей Предверхоянской нефтегазоносной области (НГО). Предверхоянская НГО соответствует площади одноименного прогиба. Традиционно Предверхоянский прогиб подразделяется на три части – центральную, пограничную с Вилюйской гемисинеклизой (участок бассейна р. Ляписке), северную (меридиональная или Ленская ветвь) в которой расположен участок бассейна р. Соболох-Маян и южную (широтная или Алданская ветвь) в которой расположен участок бассейна р. Томпо. Промышленная нефтегазоносность установлена только в центральной части Предверхоянского прогиба, в зоне сочленения с Вилюйской гемисинеклизой. Здесь открыто два газоконденсатных месторождения – Усть-Вилюйское и Собохаинское. Газоносность установлена в нижнеюрском песчано-глинистом комплексе пород, в разрезе которого выделяется до 8 газоносных горизонтов на глубине около 2000 метров.

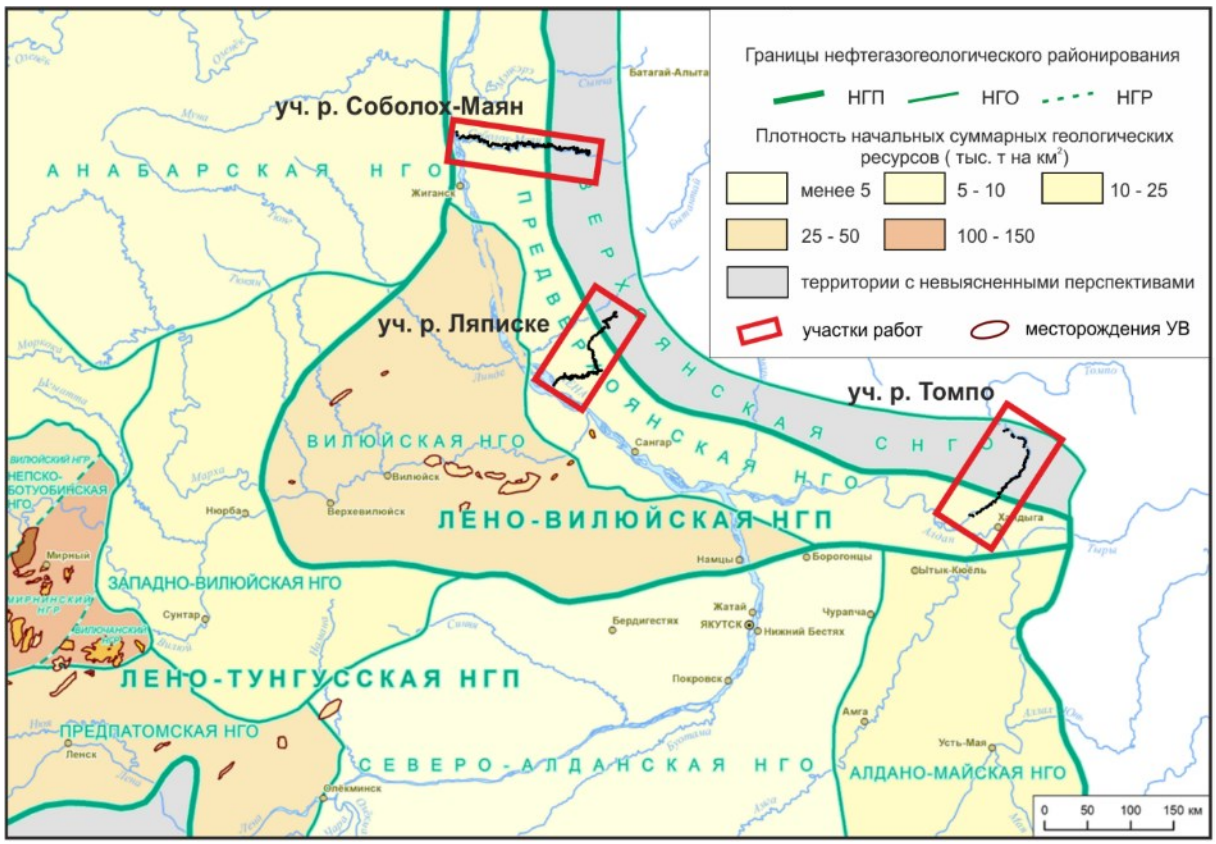


Рисунок 16 – Фрагмент карты нефтегазогеологического районирования (Конторович, 1975)

Усть-Вилюйское газовое месторождение.

Месторождение приурочено к одноименной структуре, расположенной во фронтальной части Китчанской зоны надвиговых дислокаций. Усть-Вилюйская структура представляет собой двухкупольную брахиантиклиналь (Рисунок 17). По подошве сунтарской свиты размеры структуры 22×14 км с амплитудой около 150 м. Западный и восточный купола структуры разделены двумя надвигами с амплитудой перемещения около 100 м (западный надвиг) и более 200 м (восточный надвиг). Залежь приурочена к восточному куполу, продуктивные горизонты ($J_{1\text{-I}}$, $J_{1\text{-II}}$ и $J_{1\text{-III}}$) - к отложениям нижнего и среднего лейаса, представленным толщей неравномерного переслаивания песчаников и пачек песчано-алеврито-глинистого состава. Установлена также промышленная газоносность верхнеюрских отложений (бергеинская свита, продуктивные горизонты J_3-а и $J_{3\text{-II}}$). Слабые притоки газа были получены при испытании пермских и нижнетриасовых отложений (скв. 50 и 52).

Основные показатели продуктивных горизонтов Усть-Вилюйского газоконденсатного месторождения приведены в таблице 4, химический состав газа показана в таблице 5.

Таблица 4 – Продуктивные горизонты Усть-Вилюйского газового месторождения

Продуктивный горизонт	**$J_{1\text{-III}}$**	**$J_{1\text{-II}}$**	**$J_{1\text{-I}}$**	**$J_{3\text{-а}}$ и $J_{3\text{-II}}$**
Глубина залегания, м	1940-2030	1850-1960		
Толщина пласта песчаников, м	16-24	суммарная 140	14-28	
Толщина газонасыщенной части. м	12	4 - 9	9	2,2; 2,8
Открытая пористость, %	18	16	15	17
Газопроницаемость, мкм^2	0,237	0,04	0,012	
Тип залежи	пластовая, сводовая	пластовая, сводовая	пластовая, сводовая	
Дебит газа, тыс. м3/сут.	2 000	486	18	
Выход конденсата, г/см^3	до 25	7-9		
Пластовое давление, МПа	19,9	19,3-20,2	16,7	5,8; 10,9
Пластовая температура, °С	+58	+48 - +52	+44	

Примечание: таблица составлена по материалам (Тектоника, геодинамика …, 2001).

Удельный вес газа по воздуху составляет 0,564-0,568%, теплотворная способность 8 250 кал. Верхнеюрские газы из залежей J_3 – А и J_3 – II являются сухими; содержание гомологов метана в них меньше, чем в нижнеюрских залежах.

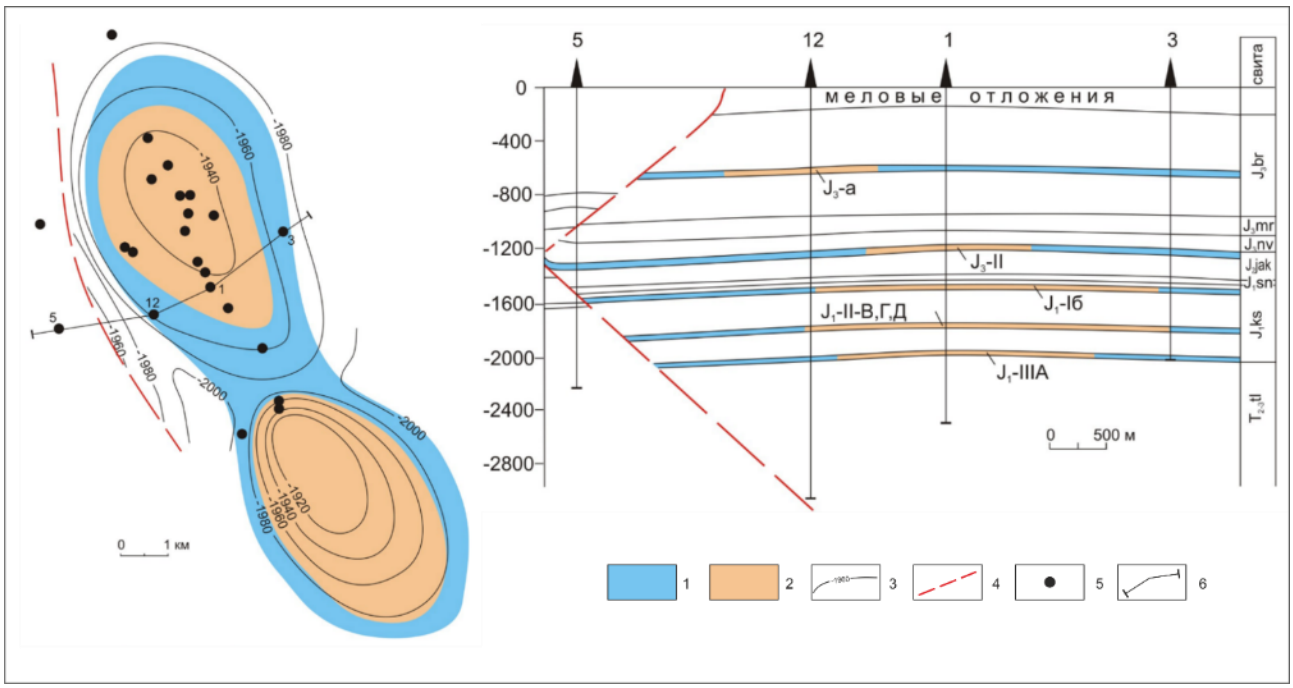


Рисунок 17 – Усть-Вилюйское месторождение (Сивцев, 2025)

1 – газ; 2 – вода; 3 – стратоизогипсы (м); 4 – разрывные нарушения; 5 – скважины; 6 – линия геологического разреза; Ситы: $T_{2–3}tl$ – тулурская; J_1ks – кызылсырская, J_1sn – сунтарская, J_2jak – якутская, J_3nv – нижневилюйская, J_3mr – марыкчанская, J_3br – бергеинская.

Вместе с газом из нижнеюрских продуктивных горизонтов поступал конденсат в среднем 10 $см^3/м^3$, а из залежи J_1 – III – в количестве от 7,6 до 19,8 $см^3/м^3$, удельный вес его составляет 0,7327-0,7418 $г/см^3$. Конденсат представляет собой бесцветную жидкость с запахом керосина, температура вспышки – 79 °С, температура помутнения – 22 °, застывания – 63 °. В результате возгонки из него может быть получено 86,9% бензина с удельным весом 0,7404 $г/см^3$. Групповой состав конденсата характеризуется преобладающим значением нафтенов (до 55%) и значительным числом ароматических углеводородов (до 14%) (Государственная геологическая карта, 2009).

Таблица 5 – Химический состав газа Усть-Вилюйского газового месторождения

CH_4	C_2H_4	C_3H_8	C_4H_{10}+C_5H_{12}	CO_2	N_2	Ar	He
94,7-99,5	1,5-2,3	0,3-0,94	0,2-0,9	0,1-0,9	1,2-2,64	0,0047-0,015	0,012-0,0209

Собо-Хаинское газовое месторождение приурочено к одноименной куполовидной брахиантиклинали северо-западного простирания, представляющей собой фронтальную антиклиналь, более крутое юго-западное крыло которой срезано надвигом (Рисунок 18).

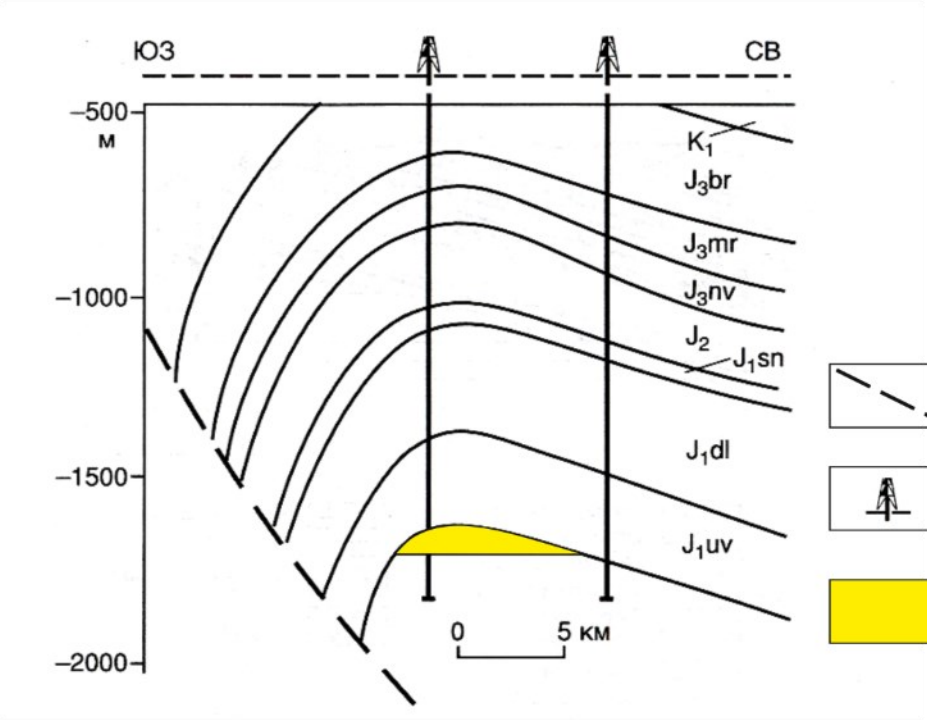


Рисунок 18 – Разрез продуктивных отложений Собо-Хаинского газового месторождения (Тектоника, геодинамика …, 2001)

1 - надвиг, 2 - скважина, 3 - газ. J_1uv – усть-вилюйская свита, J_1dl - долгайская свита, J_1sn - сунтарская свита, J_2 - средняя юра, J_3nv - нижневилюйская свита, J_3mr - марыкчанская свита, J_3br - бергеинская свита, K_1 - нижний мел

Размеры складки по замкнутой изогипсе - 700 м (кровля марыкчанской свиты верхней юры) 5х4 км при амплитуде около 100 м (Геология нефти и газа…, 1981). Промышленные притоки газа получены в сводовой скважине 1. Установлено четыре газоносных пласта, которые составляют продуктивный горизонт, соответствующий горизонту $J_{1\text{-III}}$ Усть-Вилюйского месторождения. Две выявленные залежи горизонтов $J_{1\text{-III}}$ и $J_{1\text{-I}}$ связаны с мощными пластами песчаников (40 и 50 м соответственно). Дебиты газа в них 346 и 230 тыс. $м^3$/сут.

В период с 1960 по 1973 гг. на Собо-Хаинском газовом месторождении было пробурено 8 разведочных скважин общим метражом 13 958 метров. На октябрь 1973 г. запасы газа по Собо-Хаинскому месторождению почти полностью выработаны (Государственная геологическая карта, 2009).

Помимо двух выявленных газоконденсатных месторождений (Усть-Вилюйское, Собо-Хаинское), к прямым признакам нефтегазоносности территории можно отнести проявления нефтегазоносности в виде притоков разгазированной пластовой воды при испытании Алысардахской скважины, расположенной в пределах Соболох-Маянского участка работ. Метановый состав водорастворенных газов (CH_4 до 80%) и высокая газонасыщенность вод (до 1,44 л/л) не исключает возможности формирования залежей газа в рассматриваемой части прогиба.

К косвенным признакам нефтеносности относят битумопроявления.

Томпорукская группа признаков битуминозности выявлена в пределах участка бассейна р. Томпо. При изучении кернового материала скважин на Томпорукской площади (Рисунок 19) битумсодержащие породы выявлены в разрезе мезозойского комплекса осадков. Битумы наблюдались в отложениях нижней – средней юры (инт. 440–450 м, скважины 4, 1, 5) и низов нижнего мела (инт. 440–450 м, скважины 2 и 9). В породах этого возраста битумы обнаружены макроскопически в мелкораспыленной форме: в виде капельных выделений, натеков и выпотов по трещинам пород. Представлены густой вязкой маслянистой жидкостью темно-коричневого цвета, без следов проникновения во вмещающую породу. Битумы приурочены, как правило, к интервалам наибольшей трещиноватости пород. Среднее содержание битума – 0,8–1,1 %. Открытая пористость юрских песчаников здесь достигает 14,2 % (средняя), газопроницаемость до 233 мД при среднем значении 69,6 мД. (Обухов, 1962).

В связи с наличием в разрезе мезозойских отложений подвижных маслянистых битумов, есть основания предполагать перспективность территории на нефть. Их преимущественно вторичный характер и отсутствие гуминовых кислот свидетельствует о близости этих битумов к нефти.

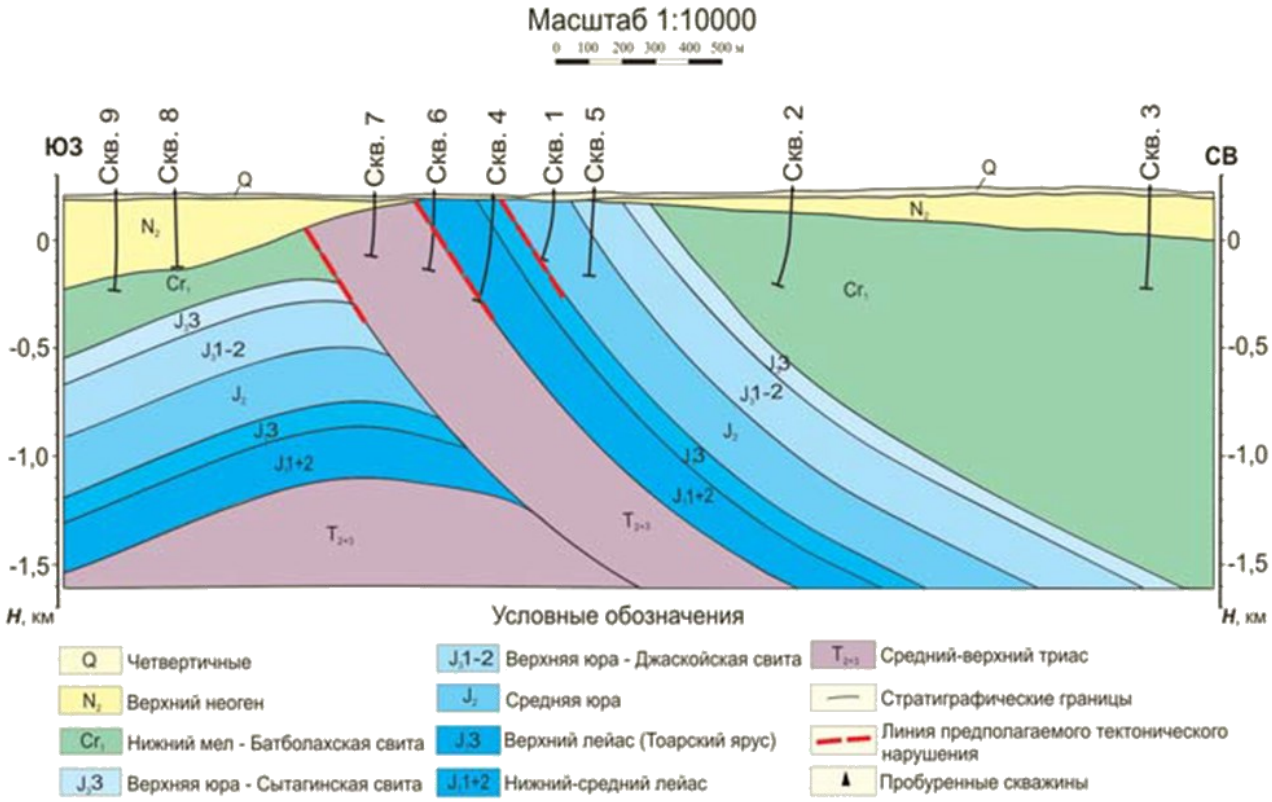


Рисунок 19 – Схематический геологический разрез Томпорукской площади (Сафронов, 2009)

На возможное нахождение нефти в пределах территории указывают также химический состав газа, в котором есть высшие гомологи метана вплоть до пентана (до 9,6%), и сходный с нефтью состав конденсата, содержание в котором 55% нафтенов и 14% ароматических углеводородов также дает основание предполагать наличие нефти.

2.6 Твердые полезные ископаемые

Уголь

Изученная территория Предверхоянского прогиба вмещает часть Ленского угленосного бассейна. Структурное положение бассейна приурочено к восточной части Сибирской платформы в границах распространения юрских и меловых продуктивных угленосных отложений. По особенностям геологического строения, угленосности, транспортной инфраструктуре и степени геологической изученности выделены три угленосных района – Жиганский, Сангарский и Вилюйский.

Наиболее изученным является Сангарский угольный район, в пределах которого непосредственно на территории участка работ в бассейне р. Ляписе выявлено несколько месторождений каменного угля: Верхне-Леписское, Леписко-Муосучанское, I Нижне-Леписское, Средне-Леписское и II Нижне-Леписское.

В геологическом строении *Леписского месторождения* принимают участие осадки чечумской серии верхней юры, батылыхской, эксеняхской и хатырыкской свит нижнего мела и аграфеновской свиты верхнего мела. В разрезах этих свит нефтегазопоисковыми скважинами вскрыто около 50 угольных пластов мощностью от 0,5 до 5,5 м. Эти же пласты наблюдались в естественных обнажениях месторождения. Угли месторождения – каменные и бурые, марочного состава Ж, Г, Д и подгрупп БД, 3Б. Степень углефикации закономерно увеличивается с глубиной в зависимости от положения угольных пластов в стратиграфическом разрезе. Условия залегания угольных пластов очень сложные из-за блокового строения угленосной структуры; углы падения пластов угля варьируют от 60 до 90 градусов и даже до опрокинутых. В связи с этим, делается заключение о бесперспективности отработки угля на месторождении. Наличие перспективных для извлечения ресурсов нетрадиционного источника углеводородного сырья – угольного метана (УМ) позволяет выделить месторождение, как геолого-промышленный объект для самостоятельной газодобычи.

В пределах исследованной площади месторождения в рабочих угольных пластах нижнемеловой батылыхской свиты марочного состава Г до глубины 600 м подсчитано 2,800 млрд $м^3$ перспективных ресурсов УМ, нерабочих – 0,392; суммарно – 3,192 млрд $м^3$; в интервале 600–900 м – 3,600 и 0,504; суммарно – 4,104 млрд $м^3$, ниже 900 м – 4,800 и 0,672, суммарно –

5,472 млрд м^3. Всего в угольных пластах свиты до глубины 1200 м содержится 12,768 млрд м^3 перспективных для извлечения ресурсов метана.

В соответствии с геолого-промышленной классификацией исследованный объект относится к среднему газовому месторождению с показателями площадной плотности ресурсов угольного метана 542 млн м^3/км^2. Промышленные ресурсы метана месторождения III категории перспективности составляют 16,056 млрд м^3. Проектная мощность Леписского газодобычного участка может составлять: 16 056 : 20 лет = 803 млн м^3/ год (Гресов, 2014).

Проявления углей известны и в долине р. Соболох-Маян где в нижнемеловых отложениях установлено семь проявлений бурых углей. Пласты небольшой мощности (0,5-1,2 м) и малой протяженности. Практического интереса, видимо, не представляют.

Достаточно крупное месторождение каменного угля Джебарики-Хая, расположено на правом берегу Алдана, вблизи одноименного поселка в 80 км. к югу от участка работ в бассейне р. Томпо.

Цветные металлы

Медь

Проявление Джалкан расположено в истоках руч. Джалкан (правый приток Томпо). Первые данные о меденосности района относятся к 1954 г., когда геологом С. Л. Чиликиным при заверке заявки о находке крупного самородка меди в аллювии руч. Джалкан были обнаружены проявления самородной меди в базальтах. В 1955–1956 гг. Джалканской партией под руководством К. К. Лева-шова были проведены поисковые работы на медь масштабов 1 : 10 000–1 : 50 000, в ходе которых впервые была выделена джалканская вулканогенно-осадочная серия среднего – верхнего девона, содержащая четыре покрова базальтовых порфиритов.

Оруденение локализовано в покрове базальтовых порфиритов фаменского возраста, площадь распространения которого составляет 44 км^2. Структурно участок проявления приурочен к Джалканской синклинали. Базальты содержат прерывисто-линзовидные стратифицированные рудные залежи мощностью 0,5–1,5 м с вкрапленностью самородной меди. Залежи располагаются в кровле отдельных потоков внутри покрова базальтов. Наибольшая концентрация меди установлена в двух нижних покровах, которые характеризуются большим разнообразием вторичных минеральных ассоциаций (хлорит, эпидот, халцедон, кальцит). Содержание меди в рудных телах – 0,1–1,5 %, в среднем 0,43 %. Суммарная мощность рудных залежей в разрезе покрова – 4 м. Прогнозные ресурсы меди на проявлении по категории Р2 оценены в 136 тыс. т.

Золото

Проявление Хохсолох золото-сурьмяной березитовой формации расположено немного севернее участка работ в бассейне р. Томпо – в верховьях руч. Хохсолох.

В 1955 г. по ручьям Джагдасынджа и Хохсолох в ходе проведения геолого-поисковых исследований Джуганьджинской партией установлена золотоносность карбонатно-кварцевых жил, в аллювии руч. лев. Хохсолох найден обломок кварца с обильной вкрапленностью и прожилками антимонита. Само проявление было выявлено позднее – в 1976–1979 гг. геологами Экочанской партии. В геологическом строении проявления принимают участие терригенные породы наталинской и хатынахской свит карбона, образующие Хохсолохскую антиклиналь.

На проявлении выделено два рудных тела, локализованных в субмеридиональных зонах дробления и смятия. Рудная зона № 1 (собственно проявление Хохсолох) мощностью 0,5–2,3 м имеет северо-западное простирание, центральная часть прослежена горными выработками на 850 м. Зона представлена дроблеными и окварцованными алевролитами с содержанием кварца в среднем по зоне 10–20 %, местами 30–40 %, в виде прожилков и жил мощностью от 1–3 до 20–30 см. В центре зоны расположен мономинеральный прожилок антимонита, а в зоне дробления только гипергенные минералы сурьмы в виде охр. В кварце антимонит встречается в виде вкрапленности, гнезд и линз, содержание его – от десятых долей процента до 50–70 % в массивных рудах. Отмечаются единичные кварцевые прожилки с убогой сульфидной минерализацией (пирит, галенит, сфалерит, халькопирит). Содержание золота – от 4 до 42 г/т, сурьмы – до 29 %. Ресурсы золота категории Р2 апробированы в количестве 10 т при среднем содержании 8 г/т.

Проявление в перспективе может рассматриваться как прогнозируемое среднее золото-сурьмяное месторождение.

Рассыпное золото, в пределах участков работ, встречено в бассейне р. Томпо, где ореолы тяготеют к площади развития каменноугольных отложений. Содержание золота в аллювии реки и ее притоков, по данным шурфовочной разведки, колеблется от знаковых до 0,1–0,64 г/м^3 на мощность 0,2–0,4 м (в единичных шурфах).

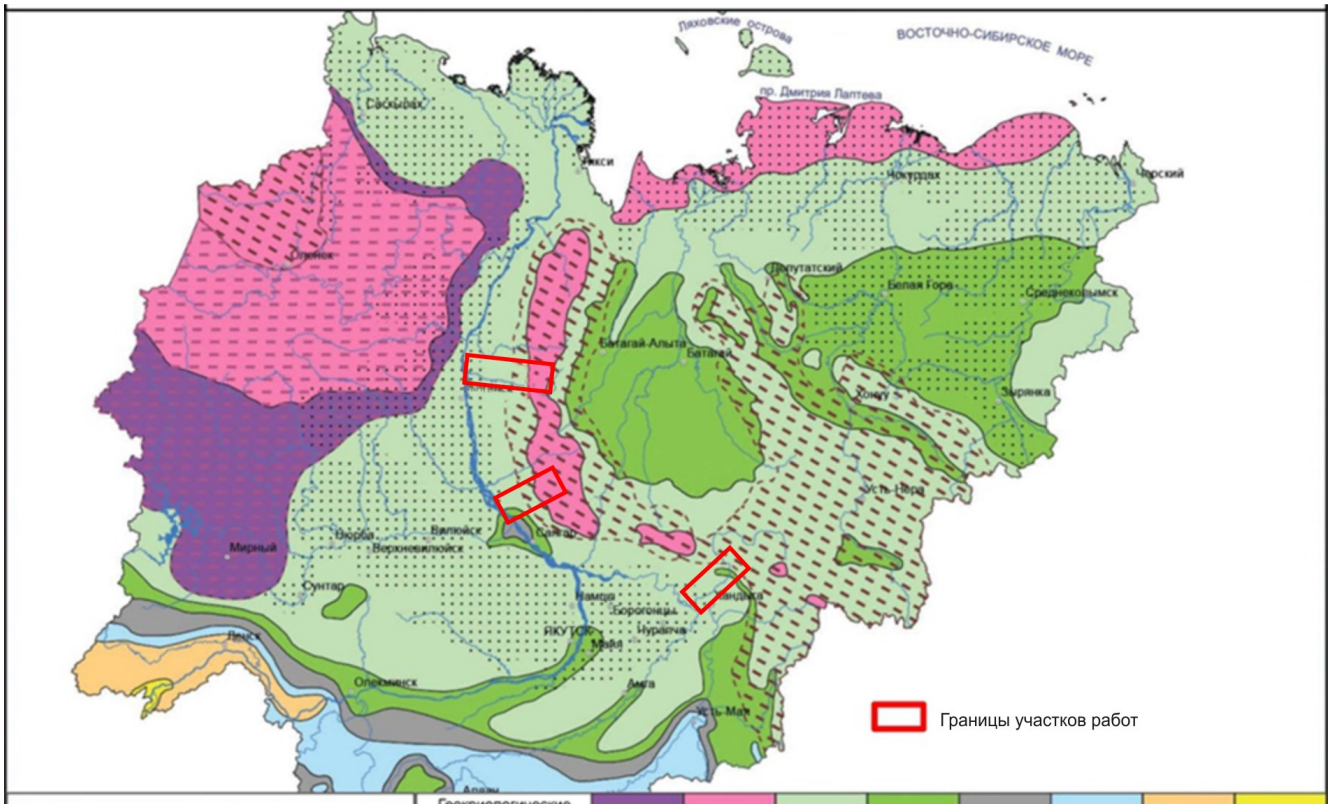
2.7 Гидрогеологические условия

Сведения о гидрогеологических условиях территории базируются на материалах, полученных при проведении разного рода геологических и гидрогеологических исследований, приведенных в монографиях «Гидрогеология СССР. Том. 20. Якутская АССР» под редакцией А. И. Ефимова и И. К. Зайцева, «Минеральные воды и палегидрогеология Сибирской платформы» (Басков, 1977) и Государственных геологических карт масштаба 1 : 1 000 000.

Область исследования принадлежит к двум крупным гидрогеологическим структурам.

Западная ее часть, относятся к Якутскому артезианскому бассейну I порядка, входящему в состав системы артезианских бассейнов и гидрогеологических массивов Сибирской платформы. Восточная часть, относится к Верхоянскому гидрогеологическому массиву I порядка, входящему в состав Верхояно-Колымской системы гидрогеологических массивов, криогенных и артезианских бассейнов (Гидрогеология СССР…, 1970).

Участки работ можно отнести к Лено-Вилюйской геокриологической области. которая входит в Якутскую провинцию умеренно-континентальной подзоны Северной геокриологической зоны (Вожов, 1982). Характер распределения мощности ММП здесь изменчивый. Согласно карте распространения толщи многолетнемерзлых пород Сибирской платформы (Рисунок 20), многолетнемерзлые породы имеют практически сплошное распространение, прерывающееся сквозными и несквозными таликами. Мощность ММП в пределах территории исследования изменяется от 200 до 700 и более метров. Но поскольку участки работ расположены в бассейнах достаточно крупных рек, то мощность многолетнемерзлых пород в этих зонах может значительно уменьшаться, вплоть до появления сквозных таликов.



Районы широкого распространения	Геокриологические зоны							
засоленных подземных вод с температурой ниже 0°С в нижней части криолитозоны	Тип распространения	непрерывная				слабо-прерывистая	прерывистая	массивно-островная	островная
таликов и наледей, связанных с выходами подземных вод или с подрусловыми речными потоками в крупных и мелких долинах	Площадь мерзлых толщ (в процентах)	95-100	90-100	85-100	80-100	60-80	40-60	25-40	10-25
ледниковыхкомплексов(покровные суглинкиисупеси,пронизанные мощнымиповторно-жильнымильдами)	Наибольшая мощность криолитозоны в типичных зональных условиях (м)	1000-1500	700-1000	400-700	200-400	100-200	50-100	25-80	10-50
	Наименьшаятемпература грунтавслоезатухания сезонныхколебаний(°С)	-5 - -11	-3 - -14	-2 - -12	-2 - -12	-1 - -5	-1 - -3	-0,5 - -2,5	-0,3 - -1,5

Рисунок 20 – Зональность распространения и региональные особенности многолетней мерзлоты (по П.А. Соловьеву, 1991)

В соответствии со структурно-гидрогеологическим районированием по гидрогеологической карте РФ под редакцией В.А. Куренного (Рисунок 21) рассматриваемая территория находится в пределах Якутского (I1) криогенного (мерзлотный) артезианского бассейна (Якутский МГБ), входящего в состав Восточно-Сибирской криогенной артезианской провинции (I) и (восточная часть) Верхоянского (II1) криогенного гидрогеологического массива (Верхоянский МГМ), входящего в состав Верхояно-Колымской гидрогеологической складчатой области (II).

Гидрогеологическая изученность территории в целом очень слабая и неравномерна, как в региональном плане, так и в стратиграфическом разрезе. Основная часть данных по гидрогеологии получена в процессе бурения редких параметрических скважин, а также, при опробовании водозаборных и разведочных скважин в поселках и на месторождениях твердых полезных ископаемых.

Гидрогеологические условия региона определяются главным образом геологическим строением территории, ее климатическими, орографическими и геокриологическими условиями.

Рассматриваемая территория находится в зоне распространения сплошной многолетней мерзлоты мощностью от 100 до 500 м. Температура пород здесь меняется от -0,7 до -7 °С. Под руслами рек и днищами озер распространены талики. Развитие многолетней мерзлоты на склонах и в поймах рек создает благоприятные условия для быстрого поверхностного стока атмосферных вод и обусловливает высокий подъем уровня воды в реках.

Распространение основных водоносных комплексов обусловлено геологическим строением территории и наличием толщи многолетнемерзлых пород, по отношению к которой подземные воды подразделяются на три типа: надмерзлотные, межмерзлотные, подмерзлотные. Гидрогеологические условия во многом зависят от криогенных условий и состава вмещающих пород. Подземные воды в верхней части разреза связаны с оттаивающим в летнее время сезонно-талым слоем мощностью до 1,5-3,5 м, редко более. Мощность слоя определяется главным образом проницаемостью вмещающих пород – чем она выше, тем больше его мощность. Ниже по разрезу распространены подмерзлотные воды пластового типа.

В гидрогеологическом разрезе территории выделяется два гидрогеологических этажа отличающихся условиями формирования подземных вод. Подземные воды верхнего этажа формируются за счет вод современного климатического цикла и имеют атмосферное питание. Нижняя граница этажа определяется подошвой многолетнемерзлых пород. К верхнему гидрогеологическому этажу можно отнести надмерзлотные воды, это воды сезонно-талого слоя и участки подрусловых таликов, а также межмерзлотные воды, часто связанные с подрусловыми и сквозными таликами.

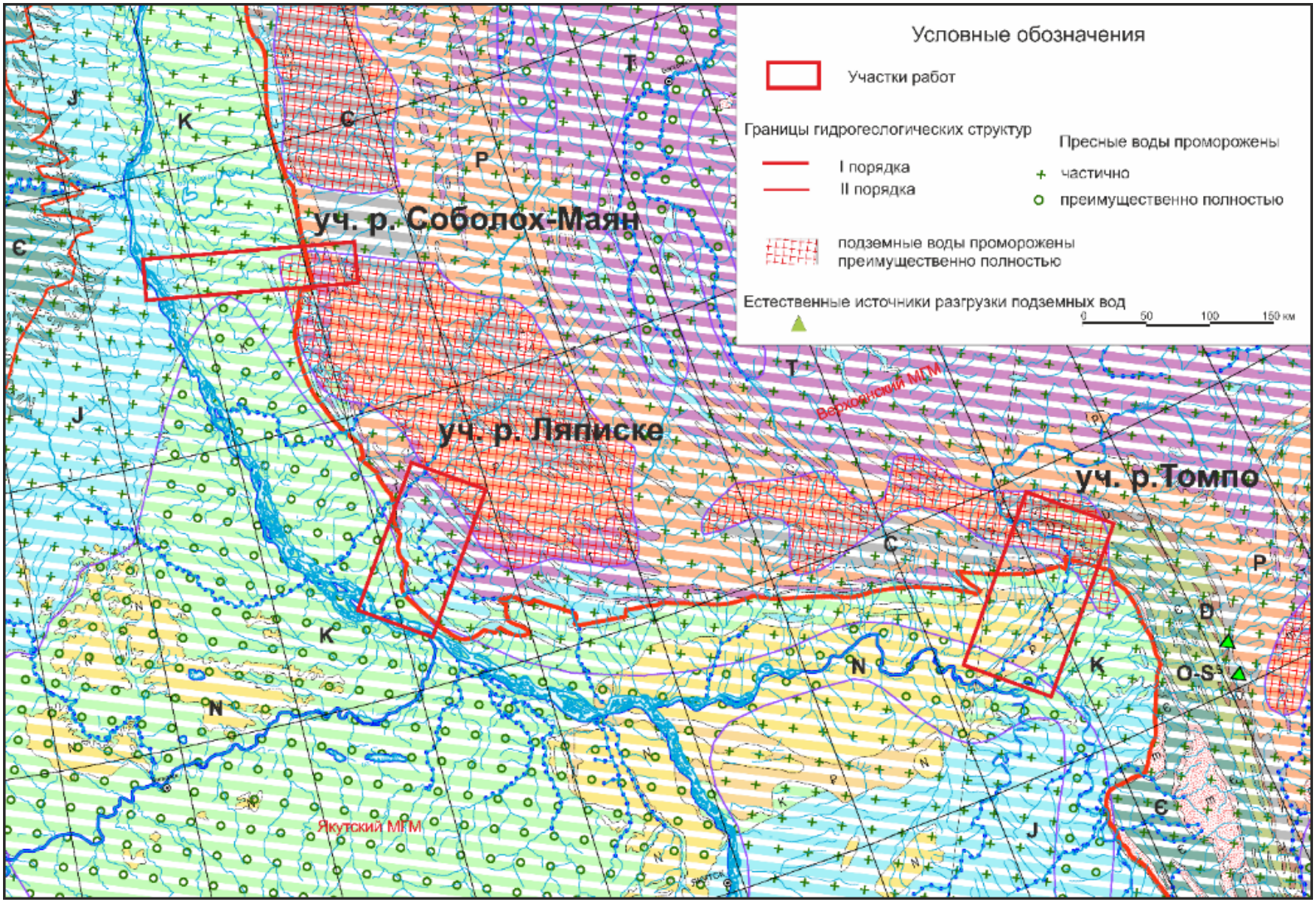


Рисунок 21 – Фрагмент гидрогеологической карты РФ (Гидрогеологическая карта…, 2008)

К водам нижнего гидрогеологического этажа относятся подмерзлотные воды, характеризующиеся часто повышенной минерализацией. Минерализация подмерзлотных вод в Якутском криогенном артезианском бассейне увеличивается с глубиной от 0,3-1 до 70-270 г/л и более.

В долинах крупных рек (Лена, Алдан и их основные притоки) выходит на поверхность четвертичный аллювиальный таликовый горизонт, занимающий подрусловую таликовую зону и приуроченный к пойменным террасам и руслам рек. На территории листа выделены следующие криогенные водоупорные горизонты: плиоценовый (N_1), меловой (К), средне-верхнеюрский (J_{2-3}), нижнеюрский, тоар (J_1t), нижнеюрский, плинсбах (J_1p), и кембрийский (С), а также юрская (J), пермско-триасовая (P-T) водоупорные криогенные зоны трещиноватости. Кроме того, здесь выделяются не выходящие на эрозионную поверхность триасовый, пермский, девонский, силурийский, ордовикский водоносные комплексы. Верхнюю часть разреза практически повсеместно образует четвертичный водоносный комплекс, чаще криогенный водоупор. В молодых и современных образованиях развиты надмерзлотные подземные воды, связанные сезонно-талым слоем либо подрусловыми таликами. Ниже приведена характеристика основных гидрогеологических подразделений.

Четвертичный водоносный комплекс. Имеет практически повсеместное распространение и отсутствуют лишь на участках скальных обнажений. Горизонт представлен в основном ледниковыми, элювиально-делювиальными и аллювиальными образованиями, сложенными суглинками, супесями и песками, реже щебнем и более грубозернистым материалом общей мощностью до первых десятков метров и более. Породы проморожены на полную мощность. В летне-осенний период верхняя часть толщи оттаивает. Этот сезонно-талый слой водоносен. Воды вскрываются на глубинах 0,5-4,0 м. Мощность обводненной части достигает 1 м. Притоки воды в шурфах составляет 0,02-0,5 л/с. В уступах речных и озерных террас встречаются источники с дебитами 0,02-1 л/с. Минерализация этих вод составляет 0,02-0,3 г/л, состав гидрокарбонатный кальциевый, натриевый, либо магниево-кальциевый. На водоразделах водопроницаемые породы к концу лета полностью оттаивают и постепенно дренируются. К концу декабря или в январе грунтовые водоносные горизонты сезонно талого слоя полностью промерзают.

К водам четвертичного водоносного комплекса относятся воды подозерных и подаласных таликов, развитых под озерами и аласными (термокарстовыми) котловинами. Мощность таликов составляет 3-5 м, достигая нескольких десятков метров. Они отличаются изменчивостью минерализации и ионно-солевого состава как по площади, так и в разрезе. Часто такого рода талики характеризуются инверсионным гидрогеохимическим разрезом, т.е. воды верхней части разреза таликов более минерализованные, чем его нижней части. Таликовые воды безнапорные либо с местными напорами. Дебиты скважин, вскрывающие эти воды, меняются 0,03 до 5 л/с,

коэффициенты фильтрации песков до 4 м/сут, галечников – до 16 м/сут. Воды преимущественно гидрокарбонатные разного катионного состава, минерализация меняется от 0,1 до 3 г/л.

Практического значения для организации централизованного водоснабжения эти воды не имеют, хотя и используются для водоснабжения поселков, удаленных от рек.

Четвертичный аллювиальный таликовый водоносный горизонт (aQ). Горизонт распространен широко и приурочен к речным образованиям крупных рек. Его слагают главным образом песчаные и гравийно-галечные образования общей мощностью до 40 м и более. Породы, выполняющие надпойменные террасы разных порядков, в гидрогеологическом отношении представляют собой криогенный водоупор и содержат воду главным образом в твердой фазе.

Русловые и пойменные образования обычно талые. Под крупными реками формируются сквозные талики, под руслами их притоков – подрусловые несквозные. Под главным руслом р. Лена талик сквозной на всем протяжении. Воды подрусловых потоков многих рек и ручьев могу быть использованы как источник водоснабжения.

Плиоценовый водоупорный криогенный горизонт (N_2). Распространен преимущественно в нижнем течении р. Алдан. Горизонт представлен промороженными песками и песчаниками общей мощностью до 30 м.

Меловой водоупорный криогенный горизонт (К). Занимает большую часть исследуемой территории в пределах Якутского криогенного артезианского бассейна. Представлен промороженными песками, песчаниками, прослои конгломератов, галечников, гравия, алевролитами с линзами углей и лигнитов. Мощность горизонта достигает 500 м.

Ниже промороженной части разреза распространен меловой водоносный комплекс с порово-пластовыми и трещинно-пластовыми подмерзлотными водами. Мощность водоносного комплекса достигает 2000 м и более. В нижней части разреза комплекса выделяется мощный (до 1200 м) водоупорный горизонт, представленный преимущественно алевролитами, аргиллитами и пластами углей (батылыхская свита и ее аналоги). Комплекс содержит пресные и слабо- и среднесоленые воды (0,7-5 г/л) преимущественно гидрокарбонатного натриевого состава. Дебит скважин составляет 0,02-0,13 л/с. Температура воды на глубинах 2300-2700 м составляет 43-52°С.

Средне-верхнеюрский водоупорный криогенный горизонт. Горизонт выходит на дочетвертичную поверхность в центральной и западной частях территории, погружаясь в юго-восточном направлении под меловой водоносный комплекс. Представлен промороженными песчаниками, конгломератами, аргиллитами, алевролитами, линзами известняков чонской, джаскойской, хоронгской и др. свит. Мощность криогенного водоупора порядка 500 м при общей мощности средне-верхнеюрской толщи до 1500 м.

Ниже криоводоупора распространен средне-верхнеюрский водоносный комплекс с порово- и трещинно-пластовыми подмерзлотными водами. Комплекс отделен от вышележащих

водоносных пород водоупорной толщей нижней части нижнего мела, от нижележащего – толщей глинистых пород сунтарской свиты, развитой на большей части Якутского криогенного артезианского бассейна. В центральной части бассейна комплекс глубоко погружен под породы мела. Подземные воды комплекса изучены рядом глубоких скважин. Так Бахынайская скв. (гидрогеохимическая колонка №1) вскрыла минерализованные воды (31,3 г/л) хлоридного кальциево-натриевого состава в интервале 2248-2254 м. В воде обнаружены повышенные концентрации I (1,2 мг/кг) и Br (40 мг/кг), а также NH_4 (3,5 мг/кг), температура воды составила 42°С. Газовый состав вод азотно-метановый.

Нижнеюрский (тоар) водоупорный горизонт. Горизонт выходит на дочетвертичную поверхность довольно узкой полосой на северо-западе листа, погружается на северо-восток во внутреннюю часть Вилюйской синеклизы и Приверхоянского прогиба. Представлен преимущественно глинами сунтарской свиты мощностью до 100-150 м. Является региональным водоупором для Якутского бассейна и существенно влияет на его гидрогеодинамическую обстановку.

Нижнеюрский (плинсбах) водоупорный криогенный горизонт распространен на северо-западе, в пределах Анабарского крыла Якутского артезианского бассейна I порядка он выходит на дочетвертичную поверхность, полностью проморожен и содержит таликовые воды. В юго-восточном направлении горизонт погружается под нижнеюрский водоупорный горизонт и вышележащие гидрогеологические подразделения, образует нижнеюрский водоносный комплекс с подмерзлотными водами. По типу скопления воды комплекса порово- и трещинно-пластовые. Водовмещающие породы – разнозернистые песчаники и конгломераты. Воды хлоридные кальциево-натриевые с минерализацией 40 - 45 г/л, дебит 0,8-0,9 л/с, пластовые температуры 48°С на глубинах 2432-2459 м. Воды содержат I (2,2 мг/кг), Br (59,2-72,5 мг/кг), нафтеновые кислоты (3,5-10 мг/кг). Газ метановый. Газонасыщенность составляет 2,4 объема газа на один объем воды.

Триасовый водоносный комплекс на поверхность не выходит. Представлен комплекс мощной (до 700-1600 м и более) толщей переслаивания песчаников, алевролитов, аргиллитов. Песчаники мелко- и разнозернистые (тулурская свита) преобладают в верхней части разреза. Ниже песчаники распространены в виде прослоев в толще переслаивания аргиллитов и алевролитов (мономская, тагаджинская, неджелинская свиты). Обводненность пород неравномерная, обычно обводнены песчаные пласты мощностью до 60 м. Дебиты скважин 0,2-2,4 л/с. Воды хлоридные натриевые, кальциево-натриевые с минерализацией 20-111 г/л, содержание брома в них 10-180 мг/л, йода – 2-10 мг/л. Газовый состав вод метановый, присутствуют тяжелые углеводороды, азот. Температура воды на глубине 4900 м – 110°С.

Пермский водоносный комплекс на поверхность не выходит, глубоко погружен, вскрыт

Среднетюнгской скв. 7. (Гидрогеохимическая колонка №2) на юго-западе листа Q51 на глубине более 3000 м. Сложен песчаниками, переслаивающимися с алевролитами. Опробован интервал 3385-3393 м, где получен хлоридный кальциево-натриевый рассол с минерализацией 128,8 г/л с I – 10 мг/л и Br – 148 мг/л, температура рассола 70 ℃. Дебит скважины – 1,4 л/с. По данным других скважин минерализация рассола в комплексе варьирует от 49 до 130 г/л, концентрация брома достигает 300 мг/л. В газовом составе преобладает метан, присутствуют тяжелые углеводороды до 4,5 % об. и азот – 3,3 % об.

Девонский, силурийский, ордовикский водоносные комплексы в пределах листа распространены на значительных глубинах, более 2500 м. Их гидрогеологические условия не изучены. Вместе с тем, учитывая терригенный и карбонатный состав вмещающих пород, с наличием каменной соли в нижних частях разреза девона (тюкянская свита), можно предполагать развитие в них трещинно- и карстово-пластовых высокоминерализованных подземных вод (Басков, 1977). Скважины, вскрывшие карстово-пластовые воды, могут давать значительные притоки этих вод.

Кембрийский водоупорный криогенный горизонт распространен к северо-западу от территории исследования в Оленекском артезианском бассейне. Представлен горизонт промороженными известняками мощностью порядка 500 м, при общей мощности кембрийских отложений до 1000 м.

Под криогенным водоупором развит кембрийский водоносный комплекс. Комплекс представлен трещиноватыми и закарстованными известняками и доломитами, содержащими подмерзлотные трещинно-пластовые и трещинно-карстово-пластовые воды. Комплекс также распространяется в юго-восточном направлении под более молодые отложения. Гидрогеологические особенности кембрийского водоносного комплекса не изучены.

Юрская водоупорная криогенная зона трещиноватости выделена на востоке в пределах Верхоянской МГМ. Она представлена промороженными на глубину порядка 100-150 м терригенными дислоцированными породами. Ниже, вероятно, распространены по преимуществу воды жильного типа. Сведения об этих водах отсутствуют.

Пермско-триасовая водоупорная криогенная зона трещиноватости распространена там же, где и упомянутая выше, в пределах Верхоянского криогенного гидрогеологического массива. Породы промерзлы до глубин порядка 100 – 200 м. Это интенсивно дислоцированные песчаники, алевролиты, конгломераты, глинистые сланцы. Ниже по разрезу вероятно распространение трещинно-жильных подмерзлотных вод. Источников, непосредственно связанных с отложениями перми и триаса, не отмечено. Гидрогеологические условия пермско-триасовой зоны трещиноватости не изучены.

Таблица 6 – Химический состав подземных вод Предверхоянского прогиба и смежных территорий

Скважина	Глубина опробования	Минерализация, г/л	Формула Курлова	Специфические компоненты, мг/л
Водоносный комплекс нижнемеловых отложений				
Ивановская параметрическая скв. №1	1316-1324	3,7	$\frac{Cl70\ HCO_3\ 22}{Na99}$	I, Br, CH_4
Ивановская параметрическая скв. №1	1931-1940	4,3	$\frac{Cl68\ HCO_3 30}{Na97}$	—
пос. Хатынга, структурная скважина	436-510	0,74	$\frac{Cl64\ HCO_3\ 32}{Na94}$	—
Усть-Вилюйская поисковая №6	265	2	$\frac{Cl70\ HCO_3\ 25}{Na60\ Ca30\ Mg10}$	
Усть-Вилюйская поисковая №6	106	0,8	$\frac{HCO_3\ 78\ Cl20}{Na75\ Ca22}$	
Водоносный комплекс средне- и верхнеюрских отложений				
Пос. Джебарики-Хая, структурная скважина	110	0,28	$\frac{HCO_3\ 72\ Cl26}{Na60\ Ca28\ Mg12}$	—
Китчанская поисковая скв. №5	301	8,8	$\frac{Cl98}{Na84\ Ca12}$	
Китчанская поисковая скв. №5	87	0,3	$\frac{HCO_3\ 71\ Cl29}{Na97}$	
Водоносный комплекс нижнеюрских отложений				
Ивановская параметрическая скв. №1	2867-2968	6,0	$\frac{Cl64\ HCO_3\ 32}{Na94}$	I, Br
Китчанская поисковая скв. №5	1110-1125	42,5	$\frac{Cl100}{Na72\ Ca23}$	Br-35
Усть-Вилюйская поисковая №6	1587-1677	76,5	$\frac{Cl100}{Na71\ Ca25}$	
Усть-Вилюйская поисковая №6	2049-2063	99,9	$\frac{Cl100}{Na82\ Ca16}$	Br-100 I-6,0
Водоносный комплекс триасовых отложений				
Китчанская поисковая скв. №5	2130-2150	105,5	$\frac{Cl100}{Na86\ Ca10}$	Br-100 B-500
Китчанская поисковая скв. №5	1500-1540	45,4	$\frac{Cl100}{Na72\ Ca23}$	Br-65 B-20
Водоносный комплекс рифейских и вендских отложений				
Мокуйская параметрическая скв. №1	1450-1475	85,4	$\frac{Cl99}{Na82\ Ca16}$	Br-287 I-1,92
Мокуйская параметрическая скв. №1	2165-2177	103,7	$\frac{Cl99}{Na65\ Ca32}$	Br-314 I-3,0

ГЛАВА 3. ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

3.1 Полевые работы

В основу работы положены результаты анализа химического состава природных вод, полученные в по итогу двух полевых сезонов 2014 и 2015 гг. Сотрудниками отдела гидрогеологии нефтегазоносных провинций и геоэкологии Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья в схожих геолого-тектонических условиях были пройдены полевые маршруты по рекам (с юга на север) Томпо, Ляписке (Лямпушка) и Соболох-Маян (Собопол).

Гидрогеохимический маршрут по р. Томпо был выполнен в летний период 2014 года и прошел от р. Ольчан (Уольчан) – левого притока р. Томпо до приустьевой части. Это самая крупная и полноводная из всех изученных, в рамках данной работы, рек с площадью водосбора более 40 тыс. км^2. В ходе работ было изучено 93 водопункта с полевыми измерениями гидрогеохимических параметров природных вод (pH, Eh) и отбором гидрохимических и газовых проб для лабораторного изучения.

Заверочный гидрогеохимический маршрут 2015 года был выполнен по р. Томпо на 30-ти километровом отрезке в районе устья р. Томпорук: начало в 10 км выше устья притока и завершился в 20 км ниже (Рисунок 22). Маршрут выполнен для заверки нефтегазоперспективной гидрогеохимической аномалии, выявленной в 2014 г. по высоким (до «ураганных») концентрациям растворенного толуола в 4-х пробах при пересечении Томпорукского вала. Томпорукская структура – мезозойская складка, сформированная крупным надвигом с вертикальной амплитудой до 2,0 км. По данным структурного бурения, в керне скважин на этом участке встречены капельные выделения битумов. Повторное изучение Томпорукского участка проведено со сгущением шага опробования до 1 км. Всего здесь опробовано 30 водопунктов, в 16 точках отобраны пробы газа донного ворошения и водорастворенный газ.

Гидрогеохимический маршрут по реке Ляписке (Лямпушка), выполнен в летний период 2015 года и пересек складчато-надвиговые дислокации западного склона Верхоянского антиклинория и передовые надвиговые структуры Китчанского выступа, выдвинутые в Предверхоянский прогиб на расстояние до 30 км. Маршрут по р. Ляписке был выполнен в летний период и прошел от ручья Дотитчан – правого притока Ляписке до устья. Бóльшая часть маршрута приходится на горный участок, на протяжении которого река пересекает с востока на запад несколько горных хребтов:

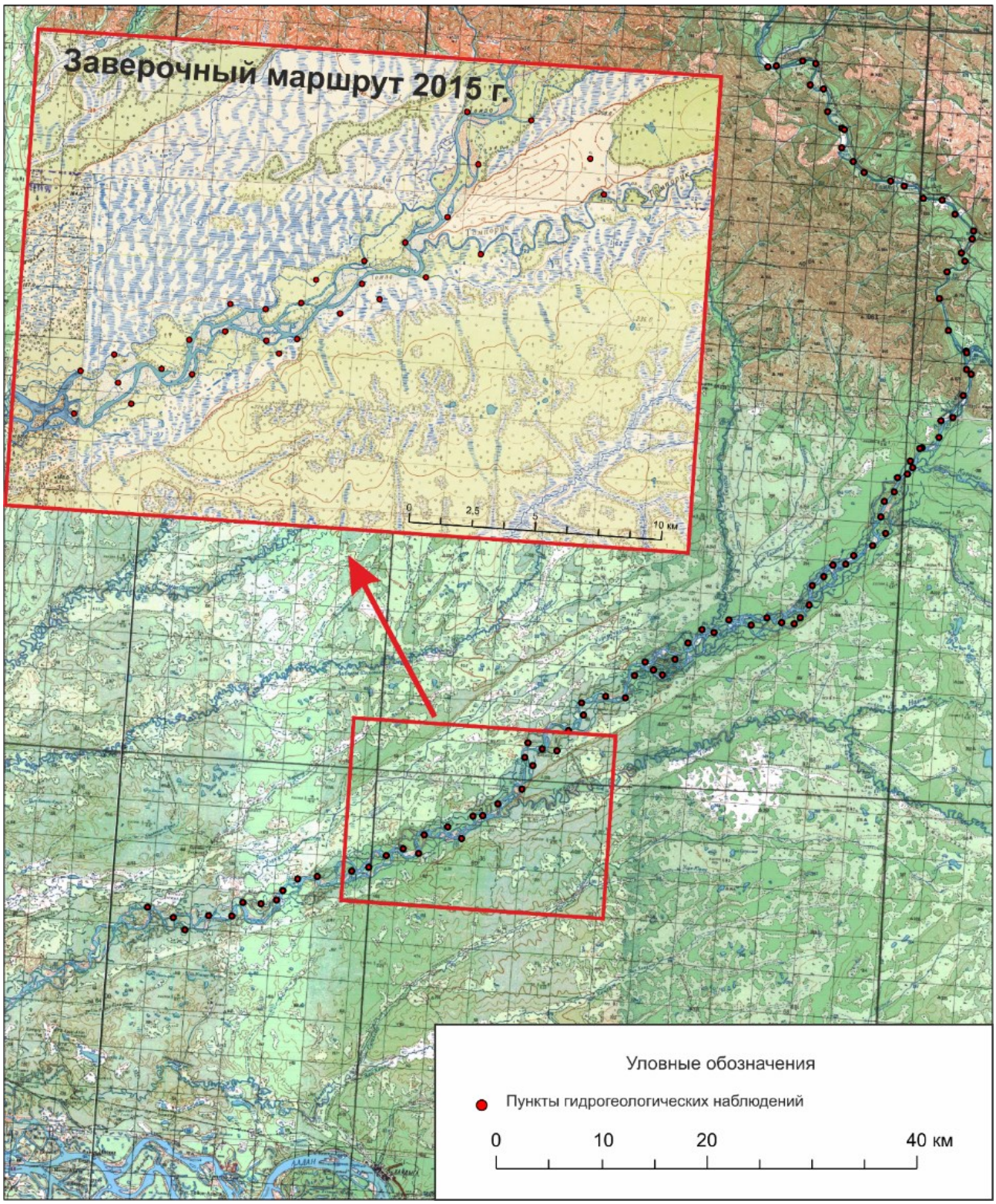


Рисунок 22 – Карта фактического материала по результатам работ в бассейне р. Томпо

Тагындянский, Малыкай-Хая, Муосучанский, Быгынский, Кутургинский и Усть-Вилюйский (Рисунок 23). Протяжённость маршрута ~270 км. Изучен 131 водопункт, отобраны пробы воды и пробы газа донного ворошения.



Рисунок 23 – Карта фактического материала по результатам работ в бассейне р. Ляписке

Гидрогеохимический маршрут по р. Соболох-Маян (Собопол) пройден летом 2015 года с пересечением надвиговой структуры Алысардахского вала. Маршрут прошел вдоль трассы сейсмопрофиля№140304 с опорой на глубокие параметрические скважины Алысардахская-2480 и Приленская-1 (Рисунок 24). Общая протяженность маршрута по р. Соболох-Маян составила ~270 км (от озера Куолланда-Кюель до устья). Всего изучен 171 водопункт.

В целом, гидрогеохимическое опробование по опорным маршрутам выполнялось с шагом 1,5 ÷ 2,0 км со сгущением до 1 км на участках пересечения известных перспективных структур и зон тектонических осложнений – потенциальных очагах восходящей разгрузки подземных вод. Отбор проб воды производился в придонном слое, предпочтительно в слабопроточных водоемах – протоках, старицах, на участках замедленного течения.

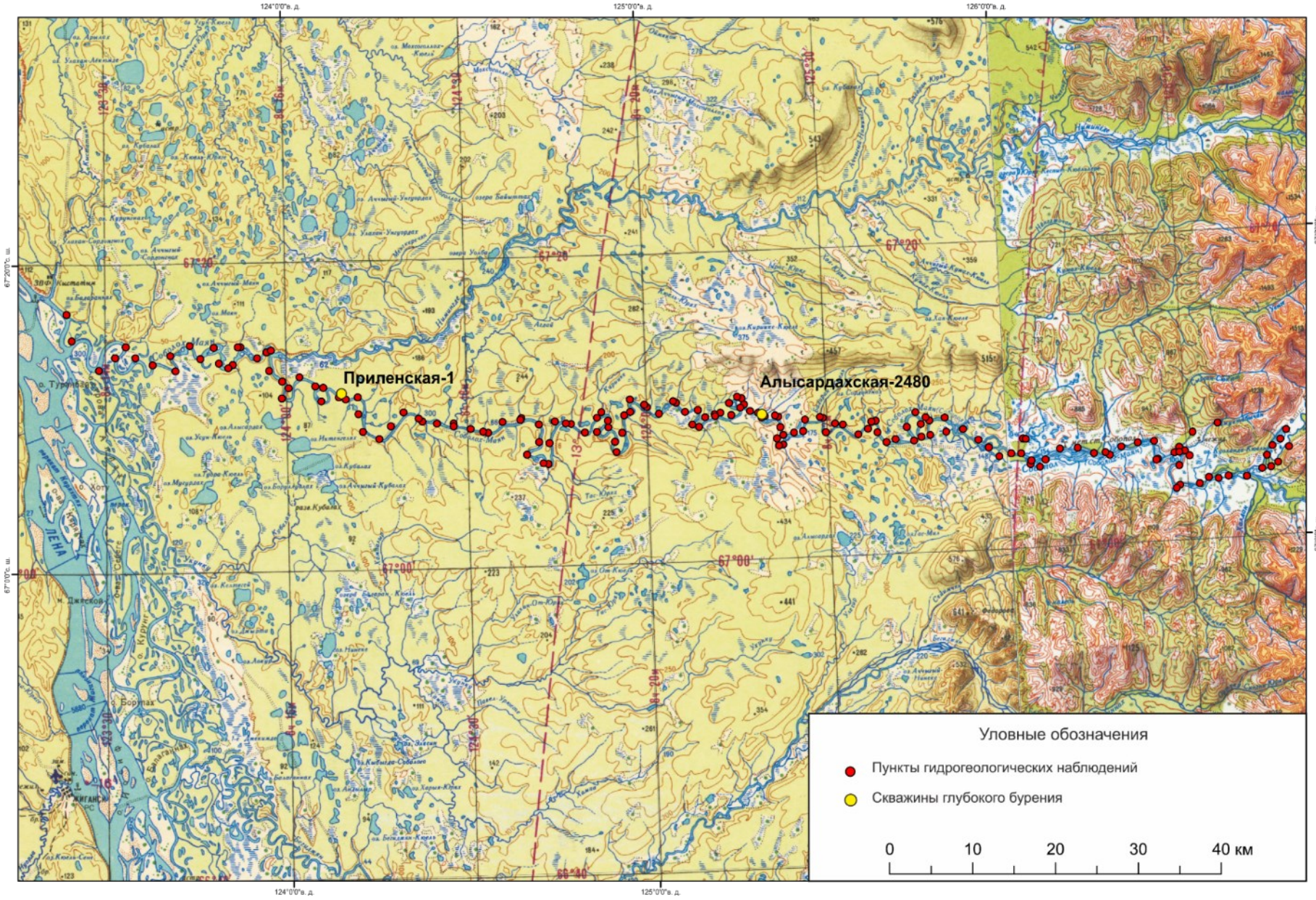


Рисунок 24 – Карта фактического материала по результатам работ в бассейне р. Соболох-Маян

В пунктах отбора проб производились измерения быстроизменяющихся параметров (pH, Eh) природных вод портативным анализатором HQ-40D фирмы Hach Lange производства США (Рисунок 25). Преимуществом данного прибора является наличие выносных датчиков полевого исполнения длинной 30 метров, позволяющие производить измерения непосредственно в придонных слоях в том числе в пунктах гидрогеологических наблюдений, где глубина пробоотбора достигала 17 метров (оз. Куолланда-Кюель в бассейне р. Соболох-Маян).



Рисунок 25 – Анализатор HQ-40D фирмы Hach Lange в полевом исполнении

Пробы свободного газа ворошения донных осадков отбирались в стеклянные барботеры объемом 0,15-0,30 л. методом вытеснения. Предварительно заполненные водой барботеры переворачивали вверх дном, чтобы в нее не попал атмосферный воздух. В процессе отбора, вода из барботера вытесняется выделяющимся газом, собираемым пластиковой воронкой, а сам сосуд заполнялся свободным газом, после чего под водой он закрывался. Внутри остается водный затвор – водяная пробка высотой 2–3 см

Водорастворенный газ отбирался в такие же стеклянные барботеры вакуумным способом с использованием полевого шприца-дегазатора (ПШД) конструкции В.А. Зуева (Рисунок 26). Методика отбора заключается в создании вакуума в рабочем цилиндре дегазатора путем пережима, опущенного в исследуемую воду, свободного конца водозаборного шланга и выкручивания поршня до упора. Затем под водой освобождают шланг от зажима, что приводит к самопроизвольному всасыванию воды. В полости рабочего цилиндра происходит ее распыление и дегазация. Необходимый для анализа объем водорастворенного газа обеспечивался, как правило двумя реже тремя циклами дегазации.



Рисунок 26 – Общий вид полевого шприца-дегазатора (ПШД) конструкции В.А. Зуева

В комплекс полевых измерений в ходе маршрута по р. Ляписке, входило определение водорастворенного гелия магниторазрядным индикатором ИНГЕМ-1. Всего выполнено 124 определений водорастворенного гелия.

Определение содержания водорастворенного гелия в бассейнах рек Томпо и Соболох-Маян выполнялось по возвращению с полевых работ. Отбор проб воды на гелий производился в толстостенные стеклянные флаконы объемом 100 мл. с плотной двойной закупоркой крышкой из полиэтилена высокого давления. Такой способ отбора и транспортировки проб должен, по мнению автора, минимизировать потери гелия в процессе их хранения.

3.2 Лабораторные исследования

Объемы гидрогеохимических исследований в Предверхоянском прогибе приведены в таблице 7.

Определение содержания в воде ионов Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^{+}, K^{+}, SO_4^{2-} и Cl^{-} проводился в Проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии Томского политехнического университета с использованием методов ионной хроматографии на двухканальном безреагентном ионохроматографическом комплексе ICS-5000 с кондуктометрическим детектированием производства компании Dionex-Thermo Scientific (США). Содержание в исследуемых водах анионов CO_3^{2-} и HCO_3^{-} определялось традиционным для этих показателей методом титриметрии. Определение микрокомпонентов выполнялось методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой на приборе NeXION 300D, Perkin Elmer (США).

Таблица 7 – Объемы гидрогеохимических исследований в Предверхоянском прогибе

Определяемы элементы	Бассейн р. Соболох-Маян	Бассейн р. Ляписке	Бассейн р. Томпо	Итого
Пробы воды				
Главные ионы: Ca^{2+} Mg^{2+} Na^{+} K^{+} HCO_3^{-} SO_4^{2-} Cl^{-}	163	124	111	398
Микрокомпоненты: Li, B, Al, Sc, Ti, V, Cr, Mn, Fe, Co, Ni, Cu, Zn, Ga, Ge, As, Se, Br, Rb, Sr, Y, Zr, Nb, Mo, Ag, Cd, Sn, Sb, I, Cs, Ba, La, Ce, Pr, Nd, Sm, Eu, Gd, Tb, Dy, Ho, Er, Tm, Yb, Lu, Pb, Th, U	104	81	91	276
Ароматические углеводороды: бензол (C_6C_6) и толуол (C_7H_8)	169	128	94	391
Водорастворeный гелий (Н) (ИНГЕМ-1)	93	124	35	252
Водорастворенные газы He, H, CO_2, O_2+Ar, N_2, CH_4, C_2H_6, C_2H_4, C_3H_8, C_3H_6, iC_4H_{10}, nC_4H_{10}, iC_5H_{12}, nC_5H_{12}, C_6H_{14}, C_7H_{16}, C_6H_6	2	-	19	21
Пробы газа донного ворошения				
He, H, CO_2, O_2+Ar, N_2, CH_4, C_2H_6, C_2H_4, C_3H_8, C_3H_6, iC_4H_{10}, nC_4H_{10}, iC_5H_{12}, nC_5H_{12}, C_6H_{14}, C_7H_{16}, C_6H_6	13	19	28	60
Изотопы углерода: $\delta^{13}C$, ‰ (CO_2)	3	-	-	3

Измерение концентраций бензола и толуола выполнялось методом газовой хроматографии с пламенно-ионизационным детектированием. Извлечение из воды бензола и толуола осуществлялось газовой экстракцией при нагревании в замкнутом объеме с последующим анализом равновесной паровой фазы. Аналитические работы были выполнены в Центре гигиены и эпидемиологии Новосибирской области на газовом хроматографе «Кристалл-200М» с чувствительностью 0,001 мг/л.

Хроматографический анализ водорастворeных газов, а также газов донного ворошения, выполнен в Центре аналитических исследований ФГУП «СНИИГГиМС» с использованием прибора Hewlett Packard 6890. Изучены 16 компонентов, включая метан и его гомологи до C_7, а также парообразная фракция бензола.

Несколько проб газа донного ворошения, отобранных в бассейне р. Соболох-Маян, были отправлены в лабораторию изотопных исследований Томского отделения СНИИГГиМС для определения изотопного состава углерода. Измерения проведены на масс-спектрометре Delta Advantage с опцией GasBench (интерфейс для подготовки и ввода проб в поток газа-носителя) немецкого производства.

Содержания в воде растворенного гелия в бассейнах рек Томпо и Соболох-Маян определялись магниторазрядным индикатором ИНГЕМ-1. За счет того, что диффузия гелия через

мембрану прибора из кварцевого стекла происходит не только из газовой среды, но и из жидкости, возможно применять данный анализатор для прямого определения с высокой чувствительностью содержаний гелия в природных водах. Работы выполнялись по стандартной методике (Методические рекомендации, 1980, 1985) в лаборатории гидрогеологии нефтегазоносных провинций Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья (г. Новосибирск). Содержания гелия в бассейне р. Ляписке производились непосредственно в полевых условиях.

3.3 Камеральная обработка результатов

Наименование химического типа вод приведено по соотношению основных ионов в воде с содержанием более 25 %-экв, по правилу оттенков. Среднее содержание химических элементов в рассматриваемых водах определялось с учетом закона распределения.

Для выявления региональных особенностей распространенности микроэлементов в природных водах Предверхоянского прогиба были рассчитаны кларки концентраций (Кк) 48-ми химических элементов как отношение их содержаний в различных водных объектах к кларкам речной воды по данным (Gaillardet J, 2014), а также для подземных вод районов с распространением многолетней мерзлоты по данным (Шварцев С.Л., 1998). В результате для изученных вод Предверхоянского прогиба выделены элементы в концентрациях, превышающих кларки или равных им (Кк ≥ 1) и элементы с пониженными содержаниями относительно кларков со значениями Кк < 1.

Для оценки степени обогащения или обеднения вод отдельными элементами относительно регионального фона и определения источника поступления элементов воду, в пределах изученных бассейнов рек, были рассчитаны коэффициенты концентрации (Кс) микрокомпонентов. В качестве фона принималось среднее значение элемента для конкретного бассейна реки.

Расчет превышений содержания водорастворенного гелия в изученных пробах (Δ He, % объемные) над атмосферным фоном поверхностных вод производился по формуле: $\Delta He = C \times R \times \Delta J$, где C=0,000409 % – цена деления шкалы индикатора ИНГЕМ (по газу); R=0,0088 – растворимость He в воде при 20 °C; ΔJ – приращение сигнала индикатора при анализе пробы.

Для оценки роли современных биологических процессов при анализе данных газовой хроматографии был рассчитан генетический коэффициент гипергенности (Кг), предложенный Зуевым В.А. Этот коэффициент представляет собой отношение суммы всех предельных и непредельных гомологов метана (за вычетом этана) к этану: $Кг = (\sum ТУ - C_2H_6)/C_2H_6$. Данный коэффициент связывает одновременно и вероятность прямого биосинтеза органических веществ, и способность их миграции из недр к поверхности со сложностью строения (молекулярной

массой) соединений. Таким образом, числитель дроби зависит, главным образом, от интенсивности биохимического синтеза, а знаменатель – от интенсивности миграционных процессов. Высокие значения Кг свидетельствую о преимущественно гипергенно-биохимическом происхождении УВ, а низкие – о миграционном (эпигенетическом). Метан в это соотношение не включен по той причине, что его аномально высокие концентрации при подчиненном содержании ТУ могут быть обусловлены не только миграцией из глубоких горизонтов, но и гипергенными биохимическими процессами. Пороговые значения Кг (более 2-5 для углеводородов биохимического происхождения) были получены на основе фактического материала многолетних геохимических поисков нефти и газа на территории Восточной Сибири и подтверждаются экспериментальными данными (Зуев, 2002).

Сбор, систематизация, статистическая обработка, построение графиков и диаграмм осуществлялась в программе Excel. Основными инструментами для построений картографического материала и визуализации полученных результатов были программные комплексы ArcGis и CorelDraw.

ГЛАВА 4. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ СРЕДА И МАКРОКОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ПРИРОДНЫХ ВОД ПРЕДВЕРХОЯНСКОГО ПРОГИБА

Исследования геохимической среды и состава природных вод являются важным аспектом при изучении недр. Изменения минерализации, смена химического типа вод, часто связаны с активными разломами и указывают на зоны разгрузки подземных вод. Достоверная оценка гидрогеохимического фона и выявление гидрогеохимических аномалий позволяет на качественном уровне оценивать перспективы и снижать геологические риски при поиске углеводородов.

4.1 Геохимическая среда и общая характеристика ионного состава вод

Природные воды изученной территории пресные и ультрапресные с минерализацией, как правило, не более 200 мг/л. Величина pH изменяется от 5,5 до 8,4 при среднем значении 7,2. Окислительно-восстановительный потенциал находится в пределах от 28 до 292 мВ. Среднее значения Eh 186 мВ.

По ионному составу все изученные природные воды Предверхоянского прогиба достаточно однородны, о чем свидетельствует кучное расположение точек на диаграмме Пайпера (Рисунок 27). Среди катионов доминируют Ca^{2+} и Mg^{2+}, а среди анионов – HCO_3^- и SO_4^{2-}. Однако в бассейнах рек Ляписке и Соболох-Маян (Собопол) встречены единичные водопункты с преобладанием хлорид-иона (до 78,3 %-экв) и иона натрия (до 65,7 %-экв). Данные пробы имеют нетипичный состав и сильно выбиваются из общей выборки.

Концентрации основных ионов представлены в таблице 8. Концентрация кальция варьируется от 1 до 54 мг/л, а магния – от 0,4 до 14 мг/л, при средних концентрация 18 и 4 мг/л, соответственно. Значительно более низкие средние концентрации характерны для натрия и калия – 2 и 0,5 мг/л. соответственно. Концентрация гидрокарбонат-иона в рассматриваемых водах составляет в среднем 52 мг/л, достигая максимальной концентрации 172 мг/л. Обращает на себя внимание высокие содержания сульфат-иона – до 55 мг/л, что является нетипичным для ультрапресных вод и свидетельствует о региональных особенностях. Концентрация кремния в среднем составляет 2 мг/л при максимальных содержаниях 4,6 мг/л, что сопоставимо с содержанием кремния в подземных водах района многолетней мерзлоты.

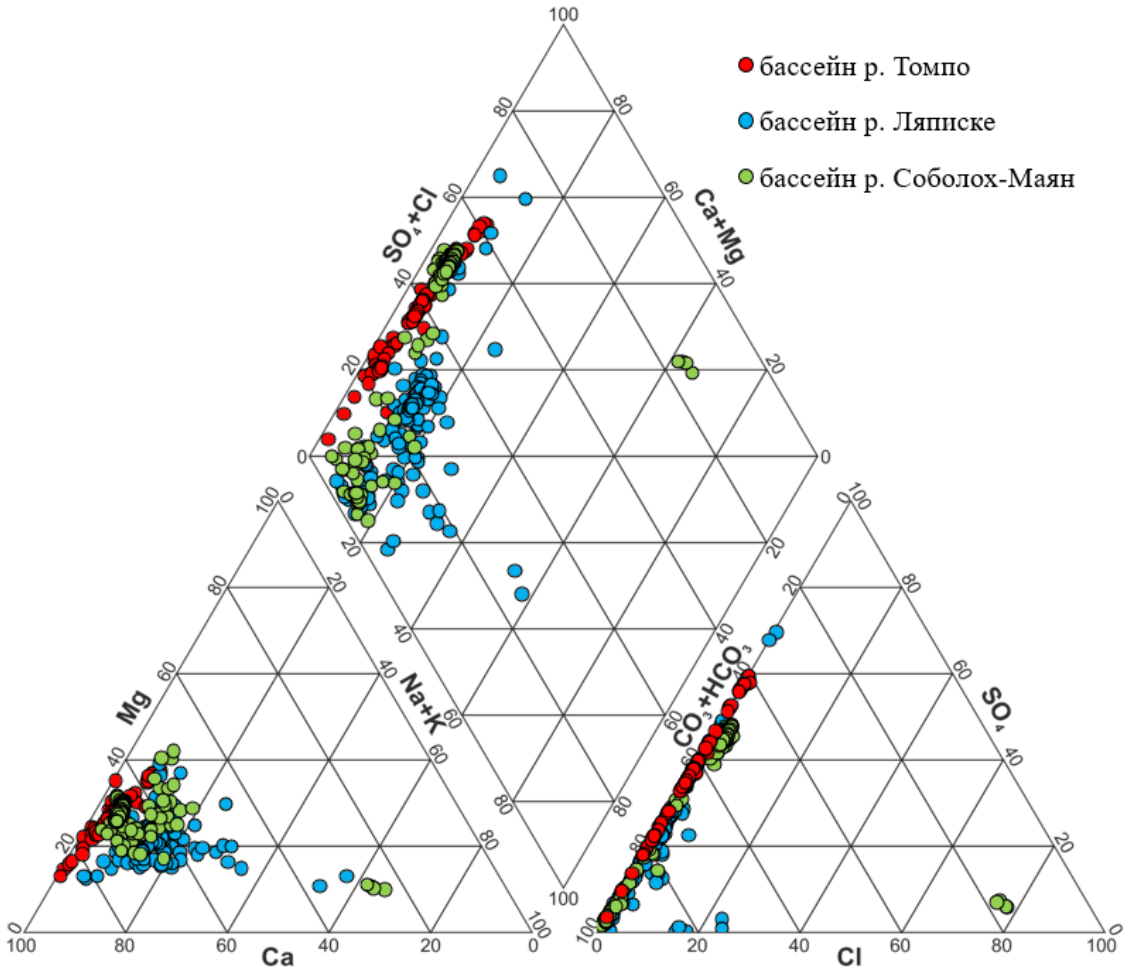


Рисунок 27 – Диаграмма Пайпера природных вод Предверхоянского прогиба

В целом состав вод Предверхоянского прогиба по ряду показателей, таких как общая минерализация, содержание ионов Ca^{2+}, Mg^{2+}, HCO_3^-, близок к кларку речных вод. Однако содержания таких ионов, как Na^+ и Cl^-, в исследуемых водах заметно ниже, а ионов SO_4^{2-}, напротив, существенно выше, что может являться отражением особенностей состава подстилающих горных пород.

Таблица 8 – Данные по химическому составу природных вод Предверхоянского прогиба, мг/л

Компоненты	Природные воды				Кларк подземных вод провинции ММП[1]	Кларк речной воды [2]
	бассейн р. Томпо	бассейн р. Ляписке	бассейн р. Соболох-Маян	Среднее содержание		
pH	$\frac{6,7-8,4}{7,4}$	$\frac{5,5-7,5}{7,0}$	$\frac{6,0-7,9}{7,2}$	$\frac{5,5-8,4}{7,2}$	6,5	7,3–7,8
Eh	$\frac{129-268}{228}$	$\frac{37-250}{161}$	$\frac{28-292}{184}$	$\frac{28-292}{186}$	–	+200…+400
Ca^{2+}	$\frac{6,0-54,1}{22,2}$	$\frac{1,0-29,7}{11,0}$	$\frac{2,1-33,6}{22,1}$	$\frac{1,0-54,1}{18,4}$	16,8	13,4
Mg^{2+}	$\frac{1,7-13,7}{5,0}$	$\frac{0,4-6,9}{2,1}$	$\frac{0,7-9,6}{5,5}$	$\frac{0,4-13,7}{4,2}$	5,7	3,4
Na^{+}	$\frac{0,2-1,4}{1,0}$	$\frac{0,4-12,0}{2,5}$	$\frac{0,2-3,5}{1,9}$	$\frac{0,2-12,0}{1,9}$	6,6	5,1
K^{+}	$\frac{0,18-0,53}{0,39}$	$\frac{<0,1-2,50}{0,51}$	$\frac{<0,1-2,45}{0,43}$	$\frac{<0,1-2,5}{0,5}$	0,8	1,3
HCO_3^{-}	$\frac{19,5-172,0}{65,8}$	$\frac{7,3-105,0}{39,4}$	$\frac{8,5-79,3}{55,3}$	$\frac{7,3-172,0}{52,3}$	82,8	52,0
SO_4^{2-}	$\frac{4,2-41,7}{23,5}$	$\frac{<0,05-52,3}{8,5}$	$\frac{0,1-54,8}{30,8}$	$\frac{<0,05-54,8}{21,7}$	4,1	8,2
Cl^{-}	$\frac{<0,1-0,52}{0,11}$	$\frac{<0,1-3,17}{0,33}$	$\frac{<0,1-2,90}{1,24}$	$\frac{<0,1-3,17}{0,68}$	4,7	5,8
Si	$\frac{1,2-2,7}{1,9}$	$\frac{0,8-4,6}{2,2}$	$\frac{0,3-4,3}{1,9}$	$\frac{0,3-4,6}{2,0}$	4,0	4,9
Общая минерализация	$\frac{37,6-254,6}{118,0}$	$\frac{9,7-147,0}{64,3}$	$\frac{14,2-177,9}{117,2}$	$\frac{9,7-254,6}{99,6}$	135	100
Количество проб	111	124	163	368	–	–

Примечания: по данным 1 – Шварцев, 1998; 2 – Gaillardet J, 2014

Общие характеристики химического состава изученных объектов, а также их специфику хорошо иллюстрирует диаграмма размаха «ящик с усами» (box and whiskers chart), представленная на рисунке 28. При сопоставлении химического состава рассматриваемых рек выявлено, что, несмотря на схожие условия формирования, они различаются по своему химическому составу. Эти различия на первый взгляд могут показаться не столь значительными, однако для маломинерализованных вод это может являться отражением специфики процессов формирования их химического состава.

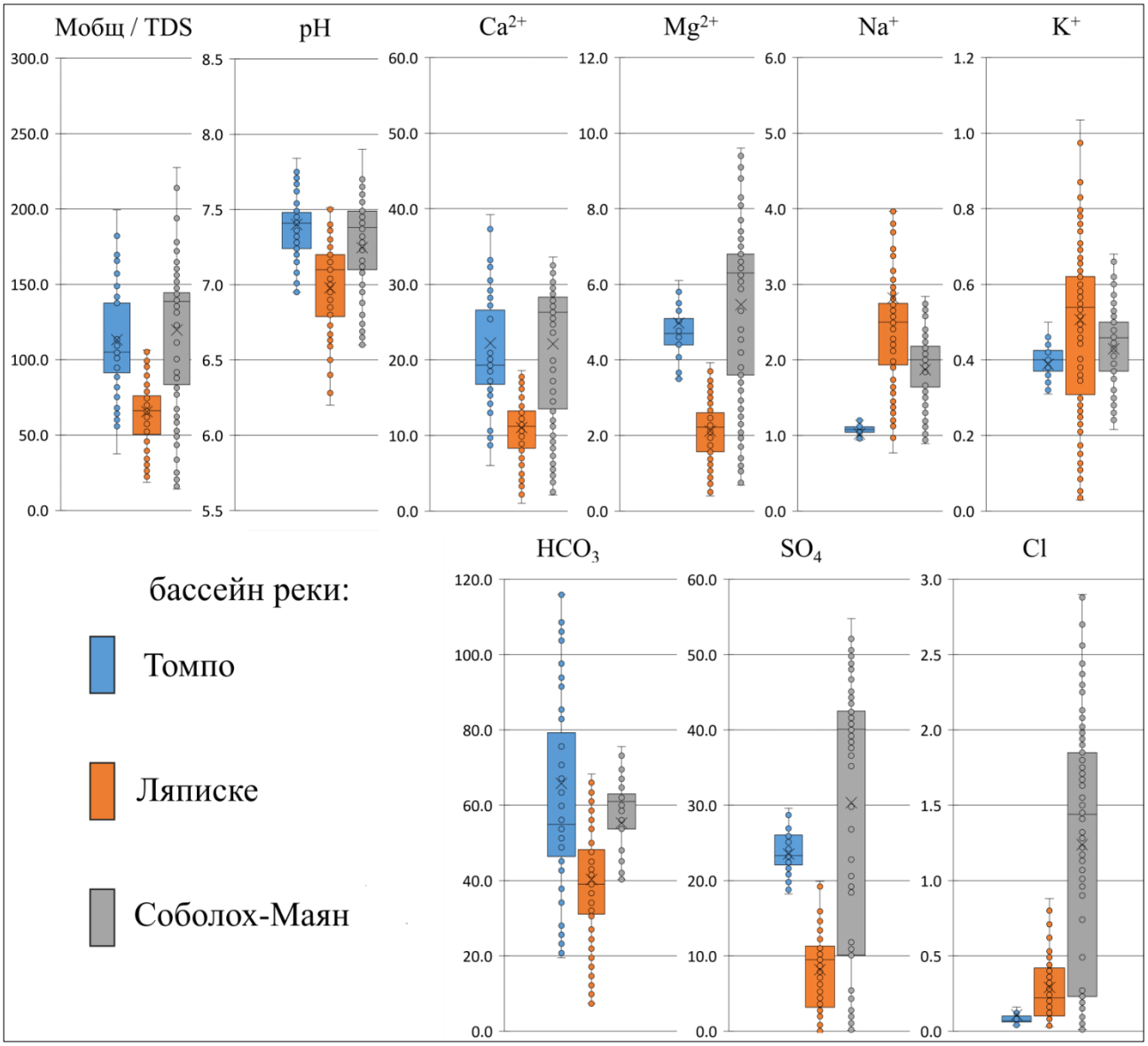


Рисунок 28 – Диаграмма «ящик с усами», отражающая гидрогеохимические особенности изученных объектов. Крестик посередине – это среднее арифметическое; линия чуть выше или ниже крестика – медиана; нижняя и верхняя грань прямоугольника (типа ящика) соответствует первому и третьему квартилю; горизонтальные черточки на конце «усов» – максимальное и минимальное значение

4.2 Геохимические особенности состава вод бассейна р. Томпо

Маршрут по р. Томпо был выполнен в летний период 2014 г. И прошел от р. Ольчан (Уольчан) – левого притока р. Томпо, до приустьевой части. Это самая крупная и полноводная из всех изученных, в рамках данной работы, рек с площадью водосбора более 40 тыс. км^2. Химический состав воды разных элементов речной системы р. Томпо представлен в таблице 9 и на рисунке 29.

Таблица 9 – Химический состав природных вод бассейна р. Томпо, мг/л

Компоненты	Основное русло	Заводи и протоки	Притоки
pH	$\frac{6,7-7,5}{7,3}$	$\frac{6,8-7,9}{7,5}$	$\frac{7,0-8,4}{7,6}$
Eh	$\frac{188-267}{234}$	$\frac{129-268}{224}$	$\frac{188-260}{223}$
Ca^{2+}	$\frac{8,7-21,2}{16,8}$	$\frac{9,7-54,1}{25,9}$	$\frac{6,0-49,6}{28,5}$
Mg^{2+}	$\frac{3,5-5,0}{4,5}$	$\frac{3,1-8,4}{5,2}$	$\frac{1,7-13,7}{5,8}$
Na^{+}	$\frac{1,0-1,4}{1,1}$	$\frac{0,4-1,4}{1,0}$	$\frac{0,2-1,3}{0,6}$
K^{+}	$\frac{0,36-0,51}{0,40}$	$\frac{0,25-0,53}{0,41}$	$\frac{0,18-0,40}{0,29}$
HCO_3^{-}	$\frac{19,5-61,0}{46,1}$	$\frac{21,9-172,0}{78,9}$	$\frac{24,4-168,4}{88,8}$
SO_4^{2-}	$\frac{21,2-26,9}{24,2}$	$\frac{12,3-35,1}{23,1}$	$\frac{4,2-41,7}{22,6}$
Cl^{-}	$\frac{<0,1-0,52}{0,11}$	$\frac{<0,1-0,44}{0,12}$	$\frac{<0,1-0,14}{0,08}$
Si	$\frac{1,5-2,3}{1,8}$	$\frac{1,4-2,5}{1,9}$	$\frac{1,2-2,7}{1,8}$
Общая минерализация	$\frac{55,8-113,6}{93,3}$	$\frac{60,4-254,6}{134,7}$	$\frac{37,6-242,2}{146,7}$
Количество проб	36	33	12

Наиболее однородный состав характерен для вод основного русла реки. Это ультрапресные сульфатно-гидрокарбонатные или же гидрокарбонатно-сульфатные, магниево-кальциевые воды с минерализацией 56-114 мг/л. Столь низкая минерализация связана, вероятнее всего, с фактором разубоживания, так как маршрут по реке Томпо проходил в условиях "высокой воды" при частых, интенсивных осадках. Значения показателей pH и Eh, характерны для поверхностных вод и изменяются незначительно.

В ионном составе преобладание сульфат-иона наблюдается в "горной" части, где на поверхности и близко к ней залегают гипсосодержащие горные породы. Ниже по течению соотношение двух главных анионов изменяется и составляет 65 %-экв. для HCO_3^{-} и 35 %-экв для SO_4^{2-} (Рисунок 30), при этом отмечается закономерный рост минерализации.

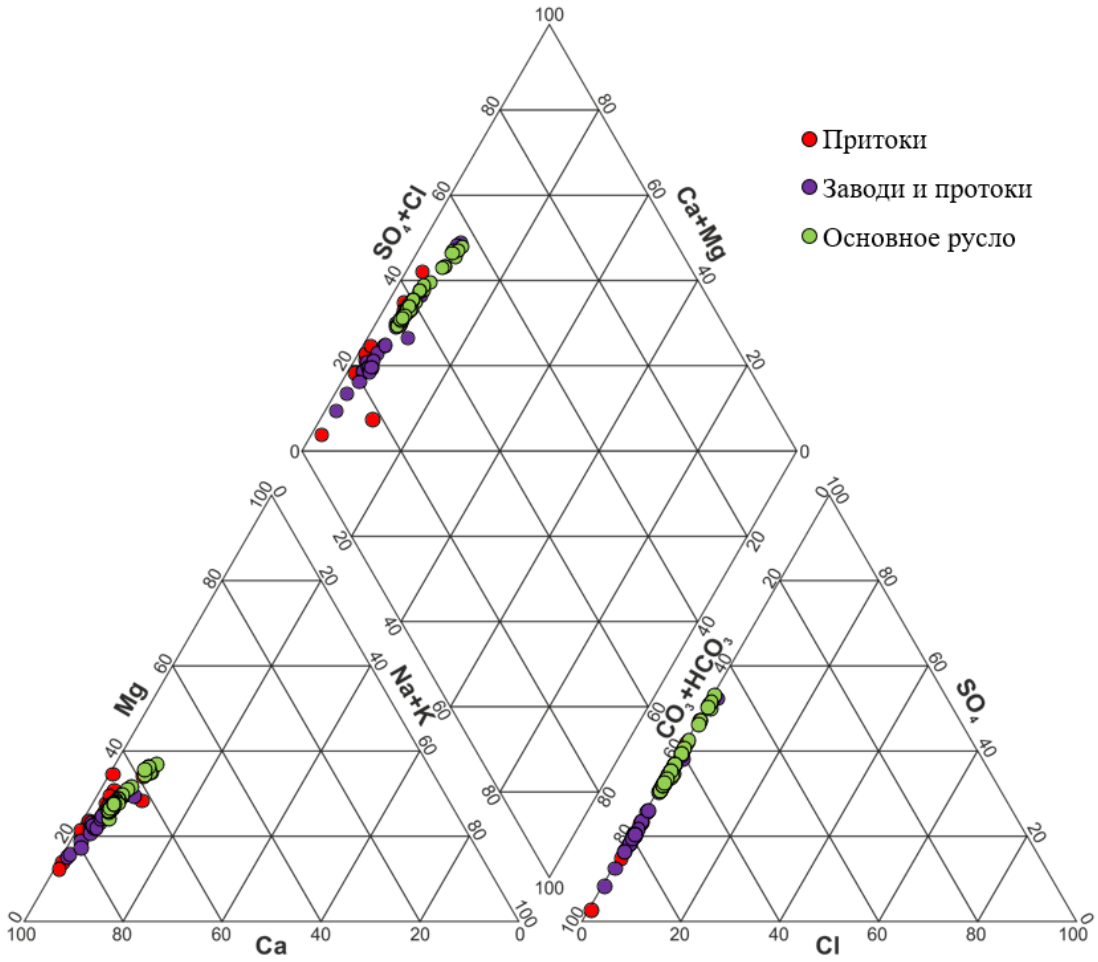


Рисунок 29 – Диаграмма Пайпера природных вод бассейна р. Томпо

Формулы ионно-солевого состава для верхней (1) и нижней (2) части маршрута представлены ниже.

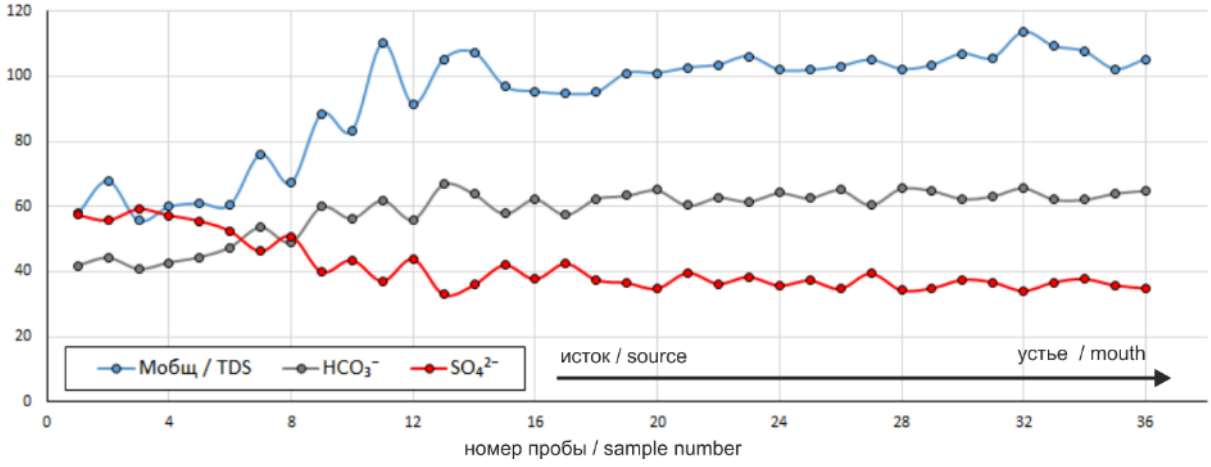


Рисунок 30 – Общая минерализация (мг/л) и содержание ионов HCO_3^- и SO_4^{2-} (%-экв) в пробах воды из основного русла р. Томпо

$$M_{0,05}\ \frac{SO_4^{2-}\ 55\ HCO_3^-\ 45}{Ca^{2+}\ 58\ Mg^{2+}\ 35} \qquad (1)$$

$$M_{0,08}\ \frac{HCO_3^-\ 63\ SO_4^{2-}\ 37}{Ca^{2+}\ 68\ Mg^{2+}\ 28} \qquad (2)$$

Химический состав притоков наиболее разнообразен. В сравнении с основным руслом они характеризуются более щелочными условиями среды и повышением минерализации вод. Разброс значений минерализации от 38 до 242 мг/л. Содержания макроэлементов в этих пробах также варьируется в весьма широких пределах. Как правило, это сульфатно-гидрокарбонатные воды с минерализацией в среднем 147 мг/л. Воды заводей имеют преимущественно гидрокарбонатный кальциево-магниевый, магниево-кальциевый состав.

Заверочный маршрут 2015 года по р. Томпо подтвердил результаты гидрогеохимического опробования 2014 года. Средняя минерализация по 30 пробам составила 124 мг/л. Диапазон изменения pH от 7,0 до 7,3. Хорошую сходимость результатов лабораторных анализов по дублирующим пробам 2014, 2015 годов, показывает рисунок 31.

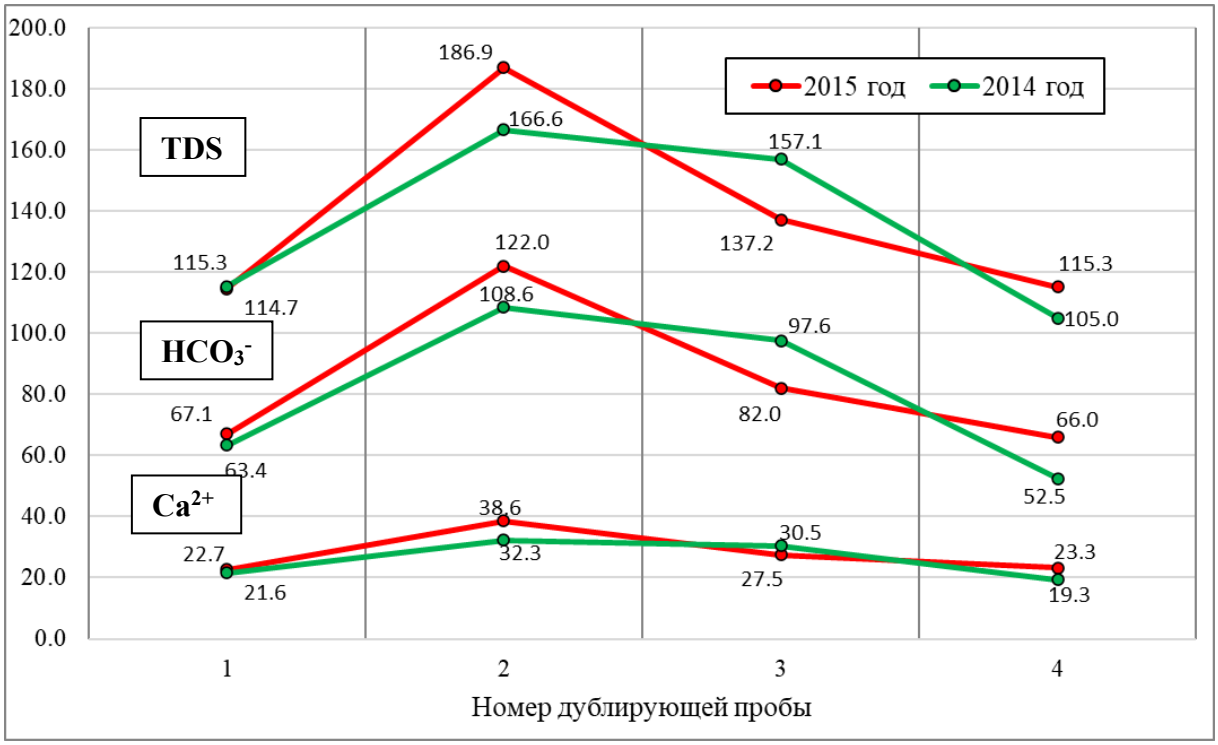


Рисунок 31 – Общая минерализация (TDS) и содержание ионов HCO_3^- и Ca^{2+} в дублирующих пробах воды бассейна р. Томпо, мг/л

4.3 Геохимические особенности состава вод бассейна р. Ляписке

Маршрут по р. Ляписке был выполнен в летний период 2015 года и прошел от ручья Дотитчан – правого притока Ляписке до устья. Бóльшая часть маршрута приходится на горный участок, на протяжении которого река пересекает с востока на запад несколько горных хребтов: Тагындянский, Малыкай-Хая, Муосучанский, Быгынский, Кутургинский и Усть-Вилюйский. Горный характер реки нашел отражение и в химическом составе вод.

Природные воды бассейна р. Ляписке характеризуются более низкой минерализацией,

пониженными значениями pH и более высокими концентрациями ионов Na^+ и K^+ в сравнении с вышерассмотренным объектом, что в условиях малого расхода воды (р. Ляписке самая маловодная) может свидетельствовать о значительной роли подземного питания.

В составе вод притоков в отдельных точках отмечается повышенные концентрации сульфат-иона и пониженная величина pH, что может косвенно указывать на возможность растворения сульфидных минералов, что может наблюдаться в горной части.

Таблица 10 – Химический состав природных вод бассейна р. Ляписке, мг/л

Компоненты	Основное русло	Заводи и протоки	Притоки	Пойменные озера
pH	$\frac{6,5-7,5}{7,1}$	$\frac{5,5-7,5}{7,1}$	$\frac{5,5-7,4}{6,9}$	$\frac{5,6-7,1}{6,4}$
Eh	$\frac{69-240}{162}$	$\frac{37-239}{155}$	$\frac{51-250}{156}$	$\frac{160-242}{194}$
Ca^{2+}	$\frac{9,2-15,5}{12,0}$	$\frac{4,1-22,2}{13,3}$	$\frac{2,2-29,7}{9,5}$	$\frac{1,0-15,7}{6,8}$
Mg^{2+}	$\frac{1,7-3,3}{2,3}$	$\frac{1,6-4,2}{2,5}$	$\frac{0,5-3,9}{1,6}$	$\frac{0,4-6,9}{2,3}$
Na^+	$\frac{2,2-3,4}{2,6}$	$\frac{1,0-11,0}{3,2}$	$\frac{0,4-12,0}{2,2}$	$\frac{0,4-2,7}{1,4}$
K^+	$\frac{0,48-0,83}{0,60}$	$\frac{0,29-2,50}{0,69}$	$\frac{<0,1-0,80}{0,36}$	$\frac{0,15-1,59}{0,48}$
HCO_3^-	$\frac{34,1-51,2}{41,0}$	$\frac{22,0-105,0}{51,9}$	$\frac{7,3-97,6}{33,2}$	$\frac{7,3-80,5}{33,3}$
SO_4^{2-}	$\frac{6,4-14,6}{10,9}$	$\frac{<0,05-15,9}{9,1}$	$\frac{<0,05-52,3}{7,2}$	$\frac{<0,05-2,8}{1,2}$
Cl^-	$\frac{0,10-1,00}{0,35}$	$\frac{<0,1-3,17}{1,42}$	$\frac{<0,1-2,20}{0,26}$	$\frac{<0,1-0,45}{0,15}$
Si	$\frac{1,7-2,5}{2,1}$	$\frac{2,0-3,3}{2,5}$	$\frac{0,8-4,6}{2,3}$	$\frac{0,9-3,3}{1,8}$
Общая минерализация	$\frac{55,9-84,3}{69,8}$	$\frac{29,4-147,0}{80,4}$	$\frac{10,9-136,4}{54,4}$	$\frac{9,7-106,3}{45,6}$
Количество проб	40	29	54	7

На фоне подавляющего преобладания гидрокарбонат- и сульфат-ионов, при опробовании заводей и притоков преимущественно правобережной части долины р. Ляписке на участках ее пересечения Кутургинского и Усть-Вилюйского хребтов, были встречены воды с повышенным (до 24%-экв) содержанием иона хлора и натрия (до 56%-экв). Нетипичный состав данных вод заметно выбивается из основной выборки (Рисунок 32) и вероятно свидетельствует о их связи с подземными водами.

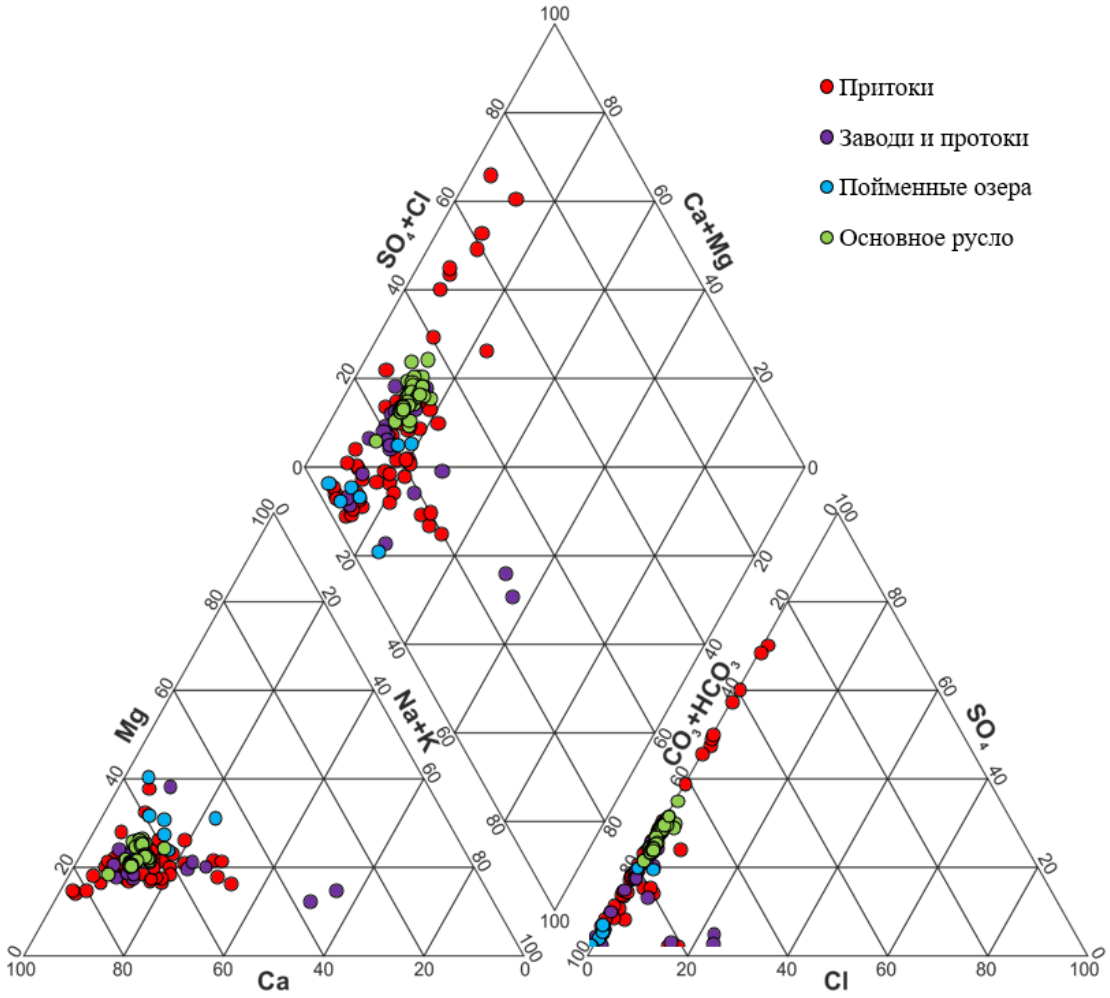


Рисунок 32 – Диаграмма Пайпера природных вод бассейна р. Ляписке

Близкие по составу подземные воды (3) опробованы неподалеку – на левобережье р. Лены при испытании мелового терригенного водоносного комплекса на глубине 106 метров в Усть-Вилюйской скважине № 6. Особенностью состава вод, опробованных в скважине № 6, таже является высокая доля хлорид иона в составе и преобладание ионов натрия при относительно невысокой величине минерализации.

$$M_{0,8}\,\frac{HCO_3^-\ 78\ \ Cl^-\ 20}{Na^+\ 75\ \ Ca^{2+}\ 22} \qquad (3)$$

4.4 Геохимические особенности состава вод бассейна р. Соболох-Маян

Маршрут по р. Соболох-Маян (Собопол) был выполнен в летний период 2015 года и прошел от оз. Куолланда-Кюель, расположенного в пойменной части крупного правого притока (р. Куолланда) до приустьевой части.

По сравнению с другими изученными объектами, природные воды бассейна р. Соболох-Маян характеризуются более высокой величиной минерализации и богаты ионами Mg^{2+}, SO_4^{2-} и Cl^-.

Воды с самой высокой минерализацией 200÷250 мг/л отмечаются в горном озере Куолланда-Кюель, расположенном в тектонической зоне вертикальных разломов Собопольского сдвига. Они отличаются хлоридным (> 75%-экв) кальциево-натриевым составом. Абсолютные содержания хлорид-иона достигают 85÷110 мг/л в то время, как его фоновые концентрации в бассейне р. Соболох-Маян не превышают 3 мг/л (Рисунок 33).

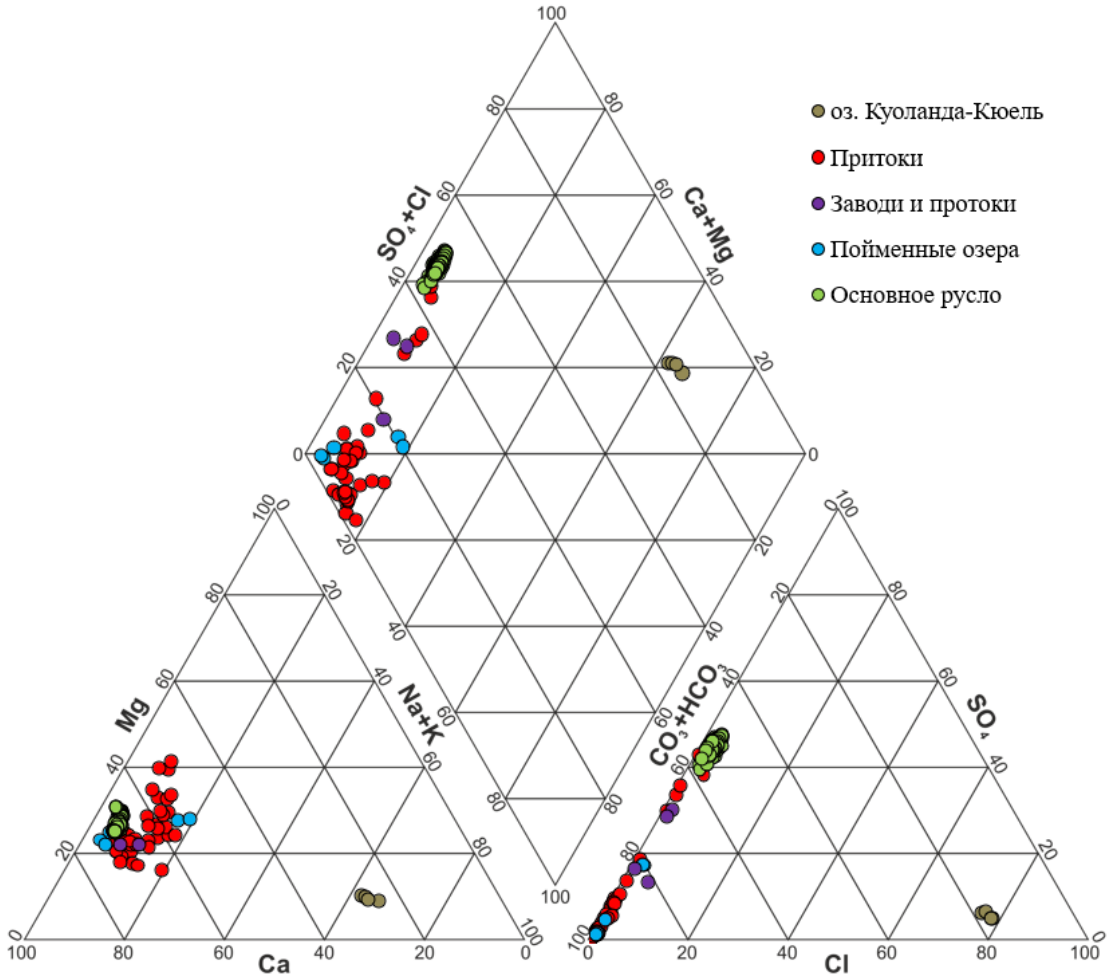


Рисунок 33 – Диаграмма Пайпера природных вод бассейна р. Соболох-Маян

Озеро вытянуто вдоль долины р. Куолланда и имеет сложные очертания. Площадь водного зеркала, измеренная по космоснимку (Рисунок 34), составляет порядка 2 км^2.Условный центр озера находится в точке с координатами 67°06′09.8″ СШ и 126°45′34.2″ ВД. Гипсометрическая отметка зеркала воды по данным системы спутникового позиционирования GPS составляет 220 метров.

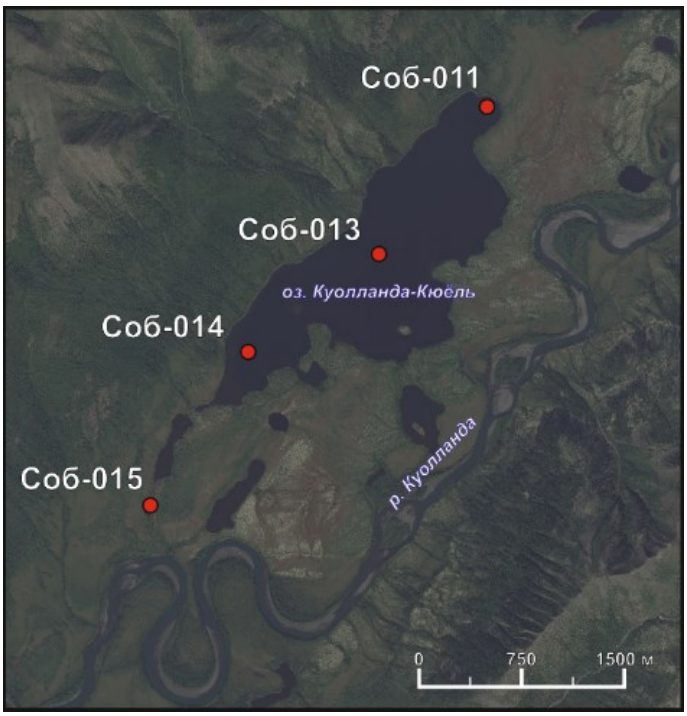


Рисунок 34 – Схема опробования оз. Куолланда-Кюёль

Три пробы (Соб-011, Соб-013 и Соб-014) были отобраны непосредственно из озера Куолланда-Кюёль с глубин 7, 17 и 6 метров соответственно, а проба воды Соб-015 взята из небольшого, неглубокого (< 1 метра) проточного озера, через которое осуществляется сток из основного озера в реку Куолланда. Анализ образцов воды показал близость химического состава всех четырех проб. Это пресные (0,20 – 0,25 г/л), хлоридные (> 75 %-экв/л), кальциево-натриевые воды, кардинально отличающиеся от состава природных вод, опробованных в бассейне реки Соболох-Маян (Таблица 11).

Соотношение основных ионов и характеристики этих вод сопоставимы с соотношением основных ионов в подземных водах района исследования, представленным в таблице 6

Таблица 11 – Химический состав воды озера Куолланда-Кюёль, мг/л

Компоненты \ Номер пробы	**Соб-011**	**Соб-013**	**Соб-014**	**Соб-015**	Средние содержания в водах бассейна р. Соболох-Маян
Глубина отбора, м	7	17	6	< 1	–
pH	7,1	7,0	7,1	7,1	7,2
Eh	113	135	138	149	184
Ca^{2+}	17,7	19,6	18,5	16,7	22,1
Mg^{2+}	4,3	4,8	4,4	4,1	5,5
Na^{+}	**47,9**	**61,4**	**51,6**	**43,8**	1,9
K^{+}	0,51	0,61	0,55	0,47	0,43
HCO_3^{-}	36,6	39,0	37,8	34,2	55,3
SO_4^{2-}	11,8	10,6	10,2	10,1	8,5
Cl^{-}	**95,1**	**109,9**	**104,5**	**84,5**	1,2
$M_{общ}$	214	246	228	194	117

Формула Курлова усредненного ионного состава вод из озера Куолланда-Кюёль имеет вид:

$$M_{0,22}\ \frac{Cl^{-}\ 77\ HCO_3^{-}\ 17}{Na^{+}63\ Ca^{2+}26\ Mg^{2+}10} \qquad (4)$$

Наиболее близкие по составу подземные воды (5) изучены в Усть-Вилюском районе, где при опробовании субкриогенного мелового терригенного водоносного комплекса были встречены также гидрокарбонатно-хлоридные, кальциево-натриевые воды, но со значительно более высокой минерализацией – от 1,7 до 4,0 г/л. (Усть-Вилюйская скважина №6, 265 метров).

$$M_{2,0}\,\frac{Cl^{-}\ 70\ HCO_3^{-}\ 25}{Na^{+}60\ Ca^{2+}30\ Mg^{2+}10} \qquad (5)$$

Таблица 12 – Химический состав природных вод бассейна р. Соболох-Маян, мг/л

Компоненты	Основное русло	Заводи и протоки	Притоки	Пойменные озера	оз. Куолланда-Кюель
pH	$\frac{7,0-7,9}{7,4}$	$\frac{6,4-7,3}{7,0}$	$\frac{6,2-7,3}{6,9}$	$\frac{6,0-7,0}{6,4}$	$\frac{7,0-7,1}{7,1}$
Eh	$\frac{87-289}{189}$	$\frac{150-209}{178}$	$\frac{28-292}{172}$	$\frac{150-215}{189}$	$\frac{113-149}{134}$
Ca^{2+}	$\frac{25,2-29,6}{27,5}$	$\frac{5,7-25,2}{15,8}$	$\frac{3,8-19,9}{9,7}$	$\frac{2,1-18,7}{7,8}$	$\frac{16,7-19,6}{18,1}$
Mg^{2+}	$\frac{5,9-9,6}{6,8}$	$\frac{1,4-6,7}{3,8}$	$\frac{0,8-5,3}{2,5}$	$\frac{0,7-4,8}{1,8}$	$\frac{4,1-4,8}{4,4}$
Na^{+}	$\frac{1,2-2,8}{2,0}$	$\frac{0,5-2,1}{1,5}$	$\frac{0,4-3,5}{1,7}$	$\frac{0,2-1,5}{0,6}$	$\frac{43,8-61,4}{51,2}$
K^{+}	$\frac{0,17-0,63}{0,47}$	$\frac{<0,1-0,62}{0,41}$	$\frac{<0,1-2,45}{0,29}$	$\frac{0,10-0,87}{0,50}$	$\frac{0,47-0,61}{0,50}$
HCO_3^{-}	$\frac{53,7-79,3}{63,1}$	$\frac{17,1-64,7}{48,8}$	$\frac{12,2-70,8}{38,6}$	$\frac{8,5-45,1}{25,2}$	$\frac{34,2-39,0}{36,9}$
SO_4^{2-}	$\frac{35,2-54,8}{42,3}$	$\frac{2,8-40,5}{18,2}$	$\frac{0,1-26,8}{3,9}$	$\frac{0,4-29,8}{5,9}$	$\frac{10,1-11,8}{10,7}$
Cl^{-}	$\frac{0,90-2,90}{1,70}$	$\frac{<0,1-1,48}{0,74}$	$\frac{<0,1-1,44}{0,15}$	$\frac{<0,1-0,96}{0,24}$	$\frac{84,5-109,9}{98,5}$
Si	$\frac{1,4-3,2}{1,9}$	$\frac{1,5-3,0}{2,1}$	$\frac{0,4-4,3}{2,1}$	$\frac{0,3-1,7}{0,7}$	$\frac{0,3-0,4}{0,3}$
$M_{общ}$	$\frac{122,9-177,9}{144,0}$	$\frac{27,6-136,5}{89,3}$	$\frac{17,6-100,4}{56,9}$	$\frac{14,2-101,3}{42,0}$	$\frac{193,8-245,9}{220,3}$
Количество проб	112	5	40	6	4

Формирование подобной аномалии хлоридных натриевых вод в ландшафтной обстановке Западного Верхоянья интерпретируется однозначно как результат глубинной восходящей разгрузки поземных вод. Благоприятные условия для восходящей разгрузки глубинных флюидов создает вертикальная трещиноватость пород, сопровождающая сдвиговые разломы, широко распространенные в исследуемом регионе (Мигурский, 2017, Якупова, 2018 и др..) и вероятный талик под озёрной котловиной который мог сформироваться за счет устойчивого теплового воздействия водной массы (глубина озера более 17 метров) на подстилающие многолетнемерзлые породы обеспечивая гидравлическую связь поверхностных и подземных вод.

ГЛАВА 5. МИКРОКОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ И РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ИССЛЕДУЕМЫХ ВОД

5.1 Особенности микрокомпонентного состава

Средние содержания химических элементов в природных водах Предверхоянского прогиба, региональный фон бассейна р. Лена и рассчитанные кларки концентрации по отношению к кларку речной воды и кларку подземных вод провинции многолетней мерзлоты, представлены в таблице 13.

Наибольшей распространенностью в исследуемых водах характеризуются железо, стронций и алюминий со средними концентрациями по Предверхоянскому прогибу 408, 154 и 130 мкг/л, соответственно. На порядок меньше (1-100 мкг/л) содержания марганца (64,3 мкг/л), бария (13,3 мкг/л), цинка (2,35 мкг/л), бора (1,93 мкг/л), титана (1,36 мкг/л), брома (1,30 мкг/л) и меди (1,03 мкг/л). Микроэлементы с концентрацией менее 1 мкг/л располагаются в следующем порядке:

- 0,1 – 1 мкг/л: Li > Ni > Cr > Ce > Pb > Rb > As > V > Nd > Y > Co > La > I > Zr > Se > Mo > Sc
- 0,01 – 0,1 мкг/л: Gd > Sm > U > Pr > Dy > Ga > Sb > Er > Cs > Yb > Eu > Th > Tb > Ho
- менее 0,01 мкг/л: Ge > Sn > Cd > Tm > Nb > Lu > Ag

Характер распределения микроэлементов в каждом из опробованных объектов соответствует известным геохимическим закономерностям – уменьшение содержаний по мере увеличения атомного веса. Профили распространенности химических элементов в водах каждого бассейна рек Томпо, Ляписке и Соболох-Маян представлены на рисунке 35. Все рассматриваемые воды характеризуются практически идентичным профилем распределения микроэлементов.

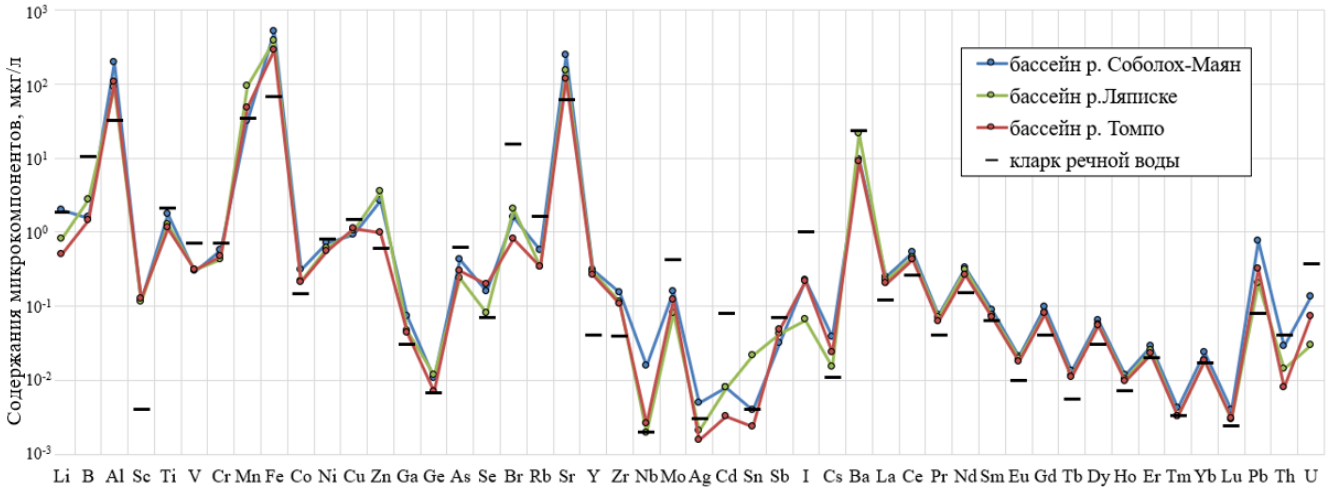


Рисунок 35 – Распространенность элементов в исследованных объектах в пределах Предверхоянского прогиба

Таблица 13 – Элементный состав природных вод Предверхоянского прогиба, мкг/л

Компоненты	бассейн реки			Предверхоянский прогиб	Региональный фон бассейна р. Лена [1]	Кларк подземных вод провинции ММП[2]	Кларк концентрации	Кларк речной воды [3]	Кларк концентрации
	Томпо	Ляписке	Соболох-Маян						
Li	0,51	0,80	1,15	0,82	1,75	4,08	0,20	1,84	0,45
B	1,44	2,74	1,62	1,93	5,01	–	–	10,2	0,19
Al	106	89	195	130	76,2	216	0,60	32	**4,06**
Sc	0,125	0,116	0,118	0,120	–	0,10	1,20	0,004	**30,00**
Ti	1,13	1,27	1,68	1,36	5,3	4,09	0,33	2,1	0,65
V	0,31	0,31	0,30	0,31	0,51	0,64	0,48	0,71	0,43
Cr	0,47	0,42	0,57	0,49	0,24	2,34	0,21	0,7	0,70
Mn	47,6	91,2	54,0	64,3	8,78	12,7	**5,06**	34	1,89
Fe	285	374	567	408	80	328	1,24	66	**6,19**
Co	0,209	0,220	0,421	0,283	0,058	0,29	0,98	0,148	1,91
Ni	0,54	0,60	0,83	0,66	0,58	1,84	0,36	0,8	0,82
Cu	1,10	1,04	0,94	1,03	1,13	2,44	0,42	1,48	0,69
Zn	0,99	3,48	2,57	2,35	1,86	22,4	0,10	0,6	**3,92**
Ga	0,044	0,047	0,073	0,055	0,013	0,27	0,20	0,03	1,83
Ge	0,007	0,012	0,009	0,009	0,01	–	–	0,0068	1,32
As	0,30	0,24	0,46	0,33	0,28	0,86	0,39	0,62	0,54
Se	0,198	0,080	0,127	0,135	–	–	–	0,07	1,93
Br	0,817	2,064	1,025	1,302	–	–	–	15	0,09
Rb	0,337	0,339	0,563	0,413	0,56	1,42	0,29	1,63	0,25
Sr	115	147	200	154	124	20,8	**7,42**	60	2,57
Y	0,264	0,295	0,320	0,293	0,299	–	–	0,04	**7,33**
Zr	0,109	0,116	0,193	0,139	0,196	1,13	0,12	0,039	**3,56**
Nb	0,003	0,002	0,004	0,003	–	0,48	0,01	0,002	1,50
Mo	0,123	0,082	0,157	0,121	0,22	0,78	0,16	0,42	0,29
Ag	0,002	0,002	0,003	0,002	–	0,24	0,01	0,003	0,67
Cd	0,003	0,008	0,008	0,006	0,0056	–	–	0,08	0,08
Sn	0,002	0,022	0,003	0,009	–	0,29	0,03	0,004	2,25
Sb	0,049	0,042	0,033	0,041	0,017	0,91	0,05	0,07	0,59
I	0,22	0,07	0,24	0,18	–	2,19	0,08	1	0,18
Cs	0,024	0,015	0,036	0,025	0,0018	–	–	0,011	2,27
Ba	8,9	21,2	9,7	13,3	14,2	9,09	**1,46**	23	0,58

Продолжение таблицы 13

Компоненты	бассейн реки			Предверхоянский прогиб	Региональный фон бассейна р. Лена [1]	Кларк подземных вод провинции ММП[2]	Кларк концентрации	Кларк речной воды [3]	Кларк концентрации
	Томпо	Ляписке	Соболох-Маян						
La	0,201	0,227	0,251	0,226	0,499	1,11	0,20	0,12	1,88
Ce	0,424	0,461	0,540	0,475	0,786	–	–	0,262	1,81
Pr	0,063	0,071	0,076	0,070	0,118	–	–	0,04	1,75
Nd	0,268	0,307	0,333	0,303	0,459	–	–	0,152	1,99
Sm	0,070	0,076	0,090	0,079	0,086	–	–	0,063	1,25
Eu	0,018	0,020	0,022	0,020	0,016	–	–	0,0098	2,04
Gd	0,080	0,081	0,100	0,087	0,086	–	–	0,04	2,18
Tb	0,011	0,011	0,014	0,012	0,011	–	–	0,0055	2,18
Dy	0,054	0,056	0,068	0,059	0,059	–	–	0,03	1,97
Ho	0,010	0,010	0,013	0,011	0,012	–	–	0,0071	1,55
Er	0,023	0,025	0,030	0,026	0,032	–	–	0,02	1,30
Tm	0,003	0,003	0,004	0,004	0,0052	–	–	0,0033	1,21
Yb	0,018	0,018	0,026	0,021	0,028	–	–	0,017	1,24
Lu	0,003	0,003	0,004	0,003	0,0041	–	–	0,0024	1,25
Pb	0,325	0,207	0,763	0,432	0,073	1,52	0,28	0,079	**5,47**
Th	0,008	0,015	0,029	0,017	0,106	–	–	0,041	0,42
U	0,073	0,030	0,128	0,077	0,313	0,25	0,31	0,372	0,21

Примечание: по данным 1 – Savenko A.V., 2024; 2 – Шварцев, 1998; 3 – Gaillardet J, 2014

Средняя концентрация большинства рассматриваемых элементов находится на уровне или же несколько ниже кларка речных вод (Рисунок 36). Исключением являются элементы, геохимический ряд которых по кларку концентраций (Кк) представлен ниже:

$$Sc_{30}\ Y_{7}\ Fe_{6}\ Pb_{5}\ Al_{4}\ Zn_{4}\ Zr_{4}$$

В геохимическом ряду преобладают элементы-гидролизаты, повышенные концентрации которых в водах могут быть обусловлены прежде всего формой их переноса в виде взвеси. В связи с тем, что применяемая методика пробоотбора не включала фильтрацию, при проведении лабораторных исследований определялись валовые содержания микроэлементов с учетом их нахождения в коллоидной и взвешенной форме.

Скандий, благодаря малому ионному радиусу и высокой плотности заряда одним из самых склонных к гидролизу элементов и в речных водах практически целиком мигрирует в составе взвешенного материала (Иванов, 1997). Его средние концентрации в водах изученных бассейнов рек весьма выдержанны (0,116-1,125 мгк/л) и превышают кларк речной воды в 30 раз, но близки к средним содержаниям в подземных водах провинции многолетней мерзлоты.

Более чем в 2 раза превышают кларковые содержания такие элементы как стронций (Кк = 2,6), цезий (Кк = 2,3), олово (Кк = 2,3). Содержания лантаноидов в природных водах Предверхоянского прогиба превышают кларк речной воды в 1,2-2,2 раза, причем наибольшее превышение кларковых концентраций (в 2-2,2 раза) отмечено для элементов средней группы – Eu, Gd, Tb, Dy с содержаниями 0,020, 0,087, 0,012, и 0,059 мкг/л соответственно.

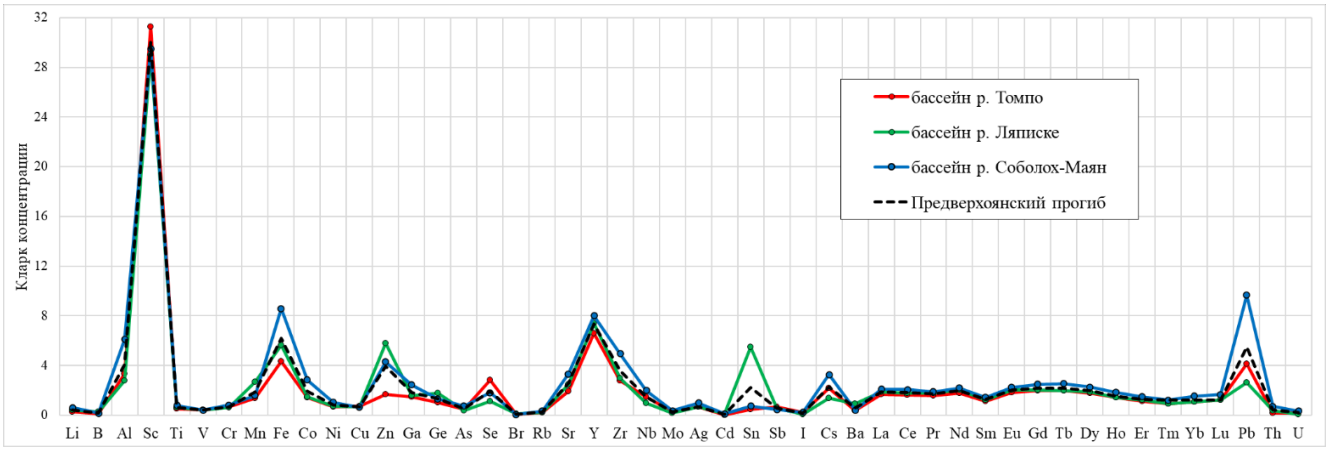


Рисунок 36 – Кларки концентрации химических элементов природных вод Предверхоянского прогиба по отношению к кларку речных вод

Наименьшими значениями кларка концентрации по отношению к кларку речных вод отмечены такие элементы как кадмий (Кк = 0,1), бром (Кк = 0,1), йод (Кк = 0,2), бор (Кк = 0,2), уран (Кк = 0,2), рубидий (Кк = 0,3) и молибден (Кк = 0,3).

По отношению к клару подземных вод провинций с развитием многолетней мерзлоты, воды Предверхоянского прогиба как правило менее насыщены микрокомпонентами (Рисунок 37). Значительно превышение кларковых содержаний (более чем в 3 раза) отмечается только для стронция (Кк = 7,4) и марганца (Кк = 5,1). В 1,5 раза и более превышен кларк подземных вод провинций с развитием многолетней мерзлоты по содержанию железа и кобальта для природных вод бассейна р. Соболох-Маян (Кк = 1,7 и 1,5 соответственно) и бария для вод бассейна р. Ляписке (Кк = 2,3). Достаточно близкими к кларку ПВ в зоне с развитием ММП оказались содержания алюминия (Кк = 0,6), скандия (Кк = 1,2), железа (Кк = 1,2), кобальта (Кк = 1,0) и бария (Кк = 1,5).

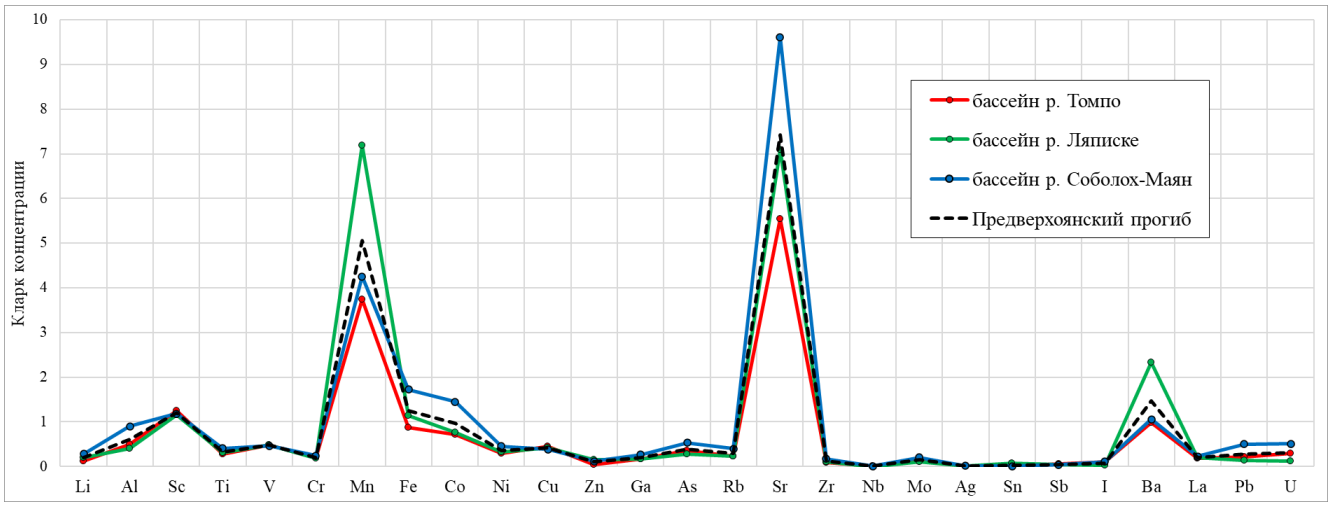


Рисунок 37 – Кларки концентрации химических элементов природных вод Предверхоянского прогиба по отношению к кларку ПВ провинции ММП

Для всего массива анализируемых проб, наиболее тесная корреляционная связь фиксируется между алюминием и галлием, что является классическим примером геохимического родства элементов-аналогов. Оба элемента относятся к группе сильных гидролизатов. В природных водах как Al, так и Ga мигрируют преимущественно в виде тонкодисперсной взвеси или органоминеральных коллоидов. Изменение концентрации взвеси или количества коллоидного органического вещества приводит к синхронному изменению содержания обоих элементов в пробе. Высокая корреляция (r = 0,96) подтверждает общий источник поступления (выветривание алюмосиликатных пород) и единый механизм водной миграции. Статистически значимая связь с коэффициентом корреляции r = 0,93 отмечается для элементов-аналогов Rb и Cs. Оба элемента поступают в водную среду при выветривании и разрушении слюд, глинистых

минералов и полевых шпатов, и также как Al и Ga могут совместно мигрировать в составе тонкодисперсной взвеси и коллоидов, что подтверждается высокими коэффициентами их парной корреляции (Рисунок 38). Свинец, как один из самых малоподвижных металлов, также почти всегда связан с частицам взвеси.

Элемент	Al	Ga	Rb	Cs	Pb	∑ РЗЭ
Al	1,00					
Ga	0,96	1,00				
Rb	0,91	0,89	1,00			
Cs	0,92	0,89	0,93	1,00		
Pb	0,91	0,82	0,91	0,95	1,00	
∑ РЗЭ	0,84	0,90	0,71	0,74	0,65	1,00

Рисунок 38 – Матрица парных коэффициентов корреляции некоторых элементов способных мигрировать в виде тонкодисперсной взвеси и коллоидов в исследуемых водах.

Для того чтобы более наглядно увидеть и подчеркнуть специфику каждого из исследуемых объектов, были рассчитаны коэффициенты концентрации (Кс) микроэлементов как отношение средних содержаний в бассейне каждой реки к среднему содержанию всего района исследования – Предверхоянскому прогибу (Рисунок 39).

Наиболее представительный набор элементов в вышефоновых концентрациях (36 элементов) присущ природным водам, изученным в пределах бассейна реки Соболох-Маян. Особенно контрастно (коэффициент концентрации более 1,5) выглядят превышения для Pb, Th, и U. Обогащение природных вод этими микроэлементами может быть связано с известным Куоландинским рудным узлом расположенным в верховьях р. Соболох-Маян несущим полиметаллическую минерализацию (свинцово-цинковая жильная формация) с суммарными ресурсами для свинца по категории P_1+P_2 321 тыс. т. что позволяет предполагать возможность наличия здесь месторождения среднего масштаба (Государственная геологическая карта, 2009).

Наименее контрастная картина наблюдается для вод, опробованных в бассейне р. Томпо. Несмотря на то, что это самая крупна из всех исследуемых рек с площадью водосбора более 42 тыс. км^2, подавляющее большинство микроэлементов (41 из 48 анализируемых) обнаружены в концентрациях меньше локального фона для Предверхоянского прогиба. Незначительные превышения над фоном (в 1,2-1,5 раза) выявлены только для селена, йода и сурьмы. Столь низкие содержания микрокомпонентов, вероятнее всего, связаны с фактором разубоживания, так как маршрут по реке Томпо проходил в условиях "высокой воды" при частых и интенсивных осадках.

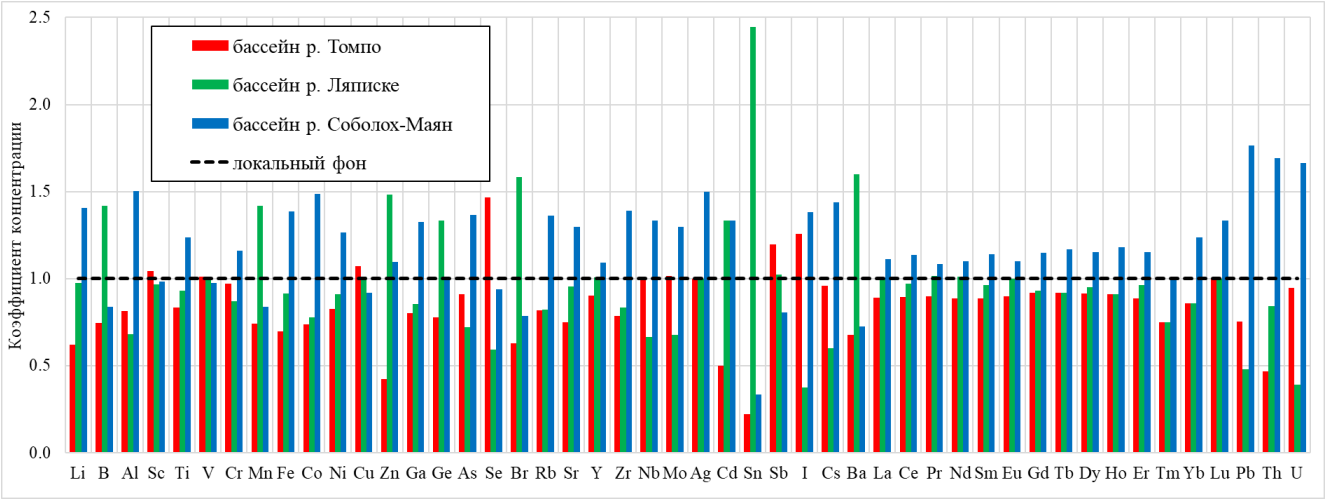


Рисунок 39 – Коэффициенты концентрации микроэлементов в природных водах исследуемых объектов Предверхоянского прогиба

Природные воды бассейна р. Ляписке имеют заметно более низкую общую минерализацию (64 мг/л против 117-118 мг/л в бассейнах р. Томпо и Соболох-Маян), но по содержанию ряда микроэлементов превосходят локальный фон. Наиболее заметно превышения по таким элементам как олово (в 2,4 раза), барий и бром (в 1,6 раз).

5.2 Редкоземельные элементы в исследуемых водах

Суммарная концентрация редкоземельных элементов в исследуемых водах варьируется в достаточно широких пределах – от 0,03 до 14,2 мкг/л. Однако, средние значения суммы РЗЭ во всех бассейнах исследуемых рек достаточно близки: 1,25 мкг/л для р. Томпо, 1,37 мкг/л для р. Ляписке и 1,62 мкг/л для р. Соболох-Маян. Распределение РЗЭ, нормированных к североамериканскому сланцу (NASC), во всех объектах также весьма схожи и характеризуются практически идентичными профилями (Рисунок 40).

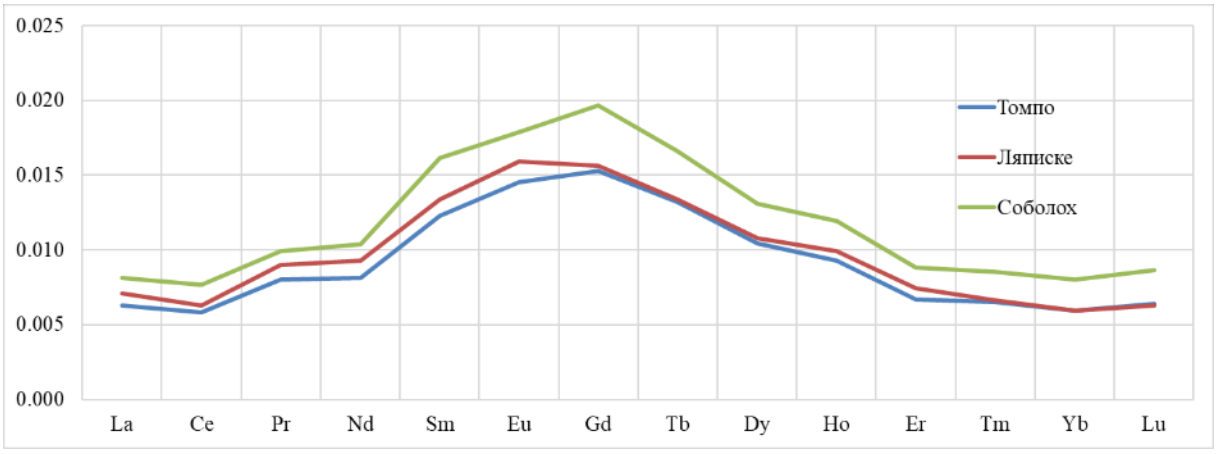


Рисунок 40 – Нормализованные относительно NASC графики РЗЭ в природных водах района

Профиль всех объектов имеет выгнутую форму с преобладанием группы средних лантаноидов (Sm, Eu, Gd, Tb, Dy).

Соотношения легких и тяжелых РЗЭ в рассматриваемых объектах очень близки и составляют 82-86 % и 14-18 %, соответственно. Заметно отличается соотношение указанных элементов в озере Куолланда-Кюель. Увеличение доли тяжелых РЗЭ в водах оз. Куолланда-Кюель до 24 % (Рисунок 41) может указывать на их связь с подземными водами глубоких горизонтов. Легкие редкоземельные элементы более подвижны, поэтому их концентрации в поверхностных водах обычно выше.

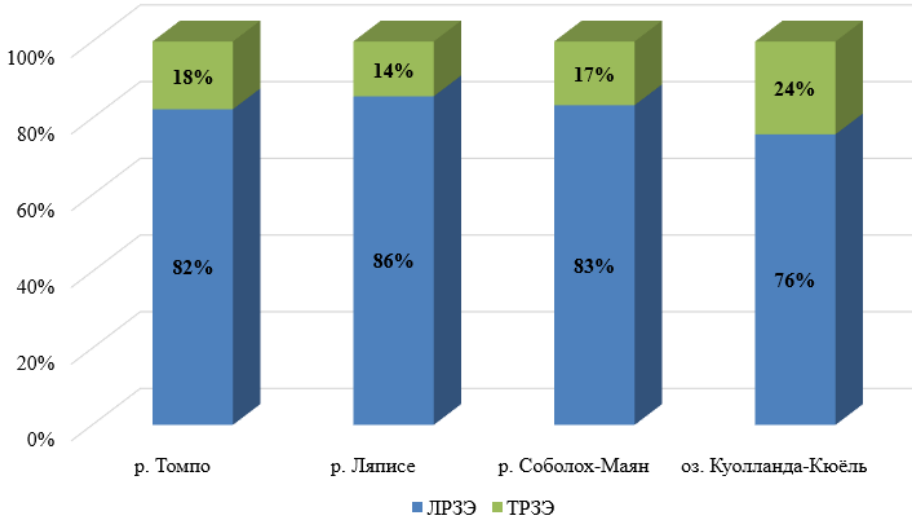


Рисунок 41 – Соотношение легких и тяжёлых РЗЭ в природных водах района

Все РЗЭ отлично коррелируют между собой. Коэффициенты корреляции между различными элементами этой группы изменяются в пределах 0,82-0,99 (Рисунок 42).

РЗЭ	La	Ce	Pr	Nd	Sm	Eu	Gd	Tb	Dy	Ho	Er	Tm	Yb	Lu
La	1,00													
Ce	0,97	1,00												
Pr	0,99	0,98	1,00											
Nd	0,96	0,97	0,99	1,00										
Sm	0,90	0,94	0,95	0,98	1,00									
Eu	0,89	0,93	0,94	0,97	0,99	1,00								
Gd	0,88	0,92	0,94	0,97	0,99	0,99	1,00							
Tb	0,88	0,92	0,93	0,97	0,99	0,99	0,99	1,00						
Dy	0,90	0,92	0,95	0,97	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00					
Ho	0,89	0,89	0,93	0,96	0,97	0,97	0,98	0,98	0,99	1,00				
Er	0,89	0,88	0,93	0,95	0,95	0,96	0,96	0,97	0,98	0,99	1,00			
Tm	0,85	0,84	0,89	0,92	0,93	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,97	1,00		
Yb	0,83	0,82	0,87	0,90	0,92	0,92	0,93	0,94	0,95	0,97	0,97	0,97	1,00	
Lu	0,83	0,82	0,87	0,89	0,91	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,96	0,97	1,00

Рисунок 42 – Матрица парных коэффициентов корреляции между РЗЭ общего массива исследуемых вод Предверхоянского прогиба

Помимо этого, хорошую корреляционную зависимость РЗЭ проявили с такими элементами-гидролизатами как иттрий (r = 0,93), ванадий (r = 0,91), галлий (r = 0,90), алюминий (r = 0,84), титан (r = 0,79), торий (r = 0,78), хром (r = 0,77), цезий (r = 0,74) и рубидий (r = 0,71) что указывает на общность механизмов их миграции и форм нахождения в гидросфере в составе тонкодисперсной взвеси или коллоидных частиц глинистых минералов.

ГЛАВА 6. ВОДОРАСТВОРЕННЫЕ АРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ И ГАЗОВЫЙ СОСТАВ ПРИРОДНЫХ ВОД ПРЕДВЕРХОЯНСКОГО ПРОГИБА

6.1 Закономерности распределения бензола и толуола

Исследования природных вод Предверхоянского прогиба показали наличие высоких концентраций ароматических углеводородов (бензола и толуола). Содержания толуола более 0,001 мг/л были встречены при опробовании всех бассейнов исследуемых рек. Бензол с концентрацией более 0,001 мг/д отмечен только в бассейне реки Соболох-Маян, хотя вследствие более простого строения молекулы и лучшей растворимость в воде (1,79 г/л против 0,53 г/л для толуола), он обладает большей миграционной способностью, чем толуол. Однако, температура плавления бензола составляет +5,5°С, соответственно в условиях отрицательных температур бензол кристаллизуется и его проникновение в поверхностные воды может быть затруднено. Таким образом, толща многолетнемерзлых пород (ММП), мощность которой в исследуемом районе достигает нескольких сот метров, может является своеобразной непроницаемой покрышкой для бензола. Толуол остается подвижным в более широком диапазоне температур и хорошо мигрирует в подземных водах криолитозоны.

Высокие концентрации толуола (> 0,01 мг/л) были выявлены в тридцати пяти пробах и отмечены в бассейне р. Томпо и практически на всех участках маршрута по реке Соболох-Маян. Бензол с концентрацией более 0,01 мг/л был выявлен только в трех пробах воды на участках совместного проявления бензола и толуола в зоне Орулганского надвига и на моноклинали внешнего борта прогиба после пересечения долиной реки Алысардахской структуры также в бассейне р. Соболох-Маян. Вероятно, это связано с наличием проницаемых для бензола каналов – таликовых зон, сформированных плотным тепловым потоком над активными разломами. По таким ослабленным тектоническим зонам в результате диффузионно-фильтрационного массопереноса может осуществляться субвертикальная миграция углеводородов из залежей, формируя в приповерхностных средах поля аномальных концентраций, что и лежит в основе геохимических методов поиска углеводородных скоплений.

В бассейне р. Ляписке толуол в концентрациях от 0,005 до 0,016 мг/л был отмечен в четырех пробах на достаточно локальном участке в районе пересечения руслом реки структур Кутурчинского хребта.

Исследования распространённости бензола и толуола в условиях предгорных прогибов проводились автором и ранее на смежной территории Предсеттедабанского прогиба (Рисунок 43).



Рисунок 43 – Участки опробования природных вод на содержание бензола/толуола

Так, в 2011 году была исследована долина р. Аллах-Юнь. Из 45 проб, отобранных на исследование ароматических углеводородов, бензол был обнаружен в 29 (45%), а толуол в 35 (78%) от общего числа изученных образцов. Наиболее высокие содержания бензола (0,073-0,12 мг/л) и толуола (0,054-0,069 мг/л) отмечены в точках наблюдения, расположенных несколько западнее Нельканского разлома – в наиболее погруженной части Предсеттедабанского прогиба. Средние значения бензола и толуола в воде, без учета «пустых» проб, где исследуемые компоненты не были выявлены в концентрациях выше предела чувствительности используемого аналитического метода (0,001 мг/л), составили 0,022 мг/л и 0,013 мг/л соответственно (Малков, 2013, 2014).

Для того чтобы получить более информативный гидрогеохимический материал и заверить наметившиеся положительные поисковые аномалии, в марте 2012 г. гидрогеохимическое опробование было продолжено. Район исследований был расширен и помимо р. Аллах-Юнь (29 проб) затронул реку Хамна (10 проб), пересекающую Предсеттедабанский прогиб несколько южнее. Гидрогеохимическое опробование из-подо льда в зимний период методически обосновано возможностью обнаружения более контрастных аномалий за счет увеличения доли подземного питания рек.

Общая минерализация вод р. Аллах-Юнь, опробованных в период зимней межени, выросла в среднем в 2-2,5 раза (Рисунок 44), однако в химическом отношении принципиальных различий не наблюдалось. Это были такие же гидрокарбонатно-кальциевые, магниево-кальциевые воды. Наблюдаемое значительное снижение стока в зимний период (Таблица 3), при практически сохранившемся химическом составе вод р. Аллах-Юнь, говорит об общем преобладающем источнике поступления элементов в воду, как в летний, так и зимний периоды – вероятно это надмерзлотные воды зоны активного водообмена. В этой связи, наиболее ценными являются локальные гидрогеохимические аномалии с признаками глубинной разгрузки.

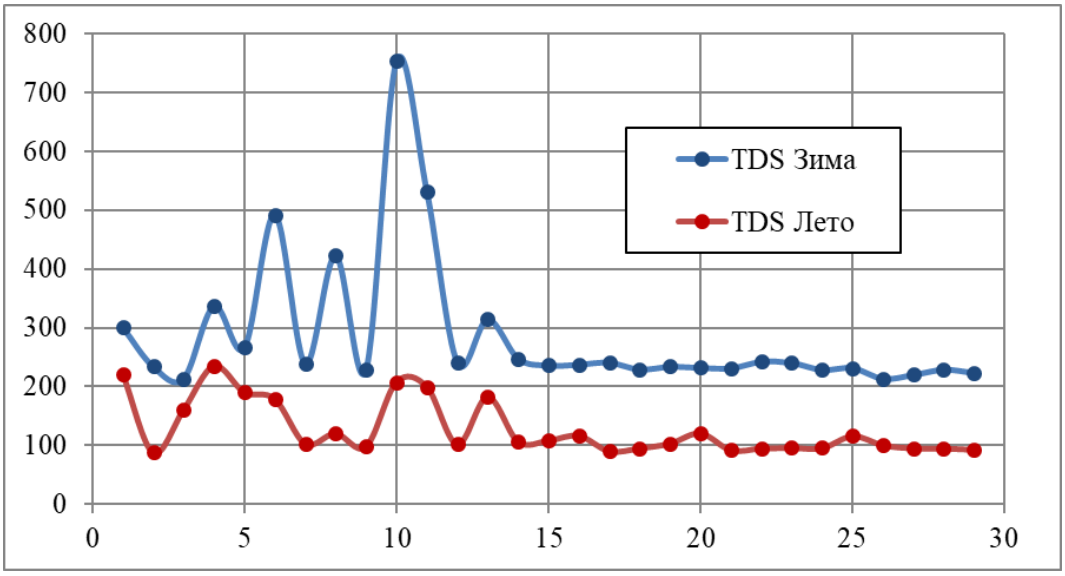


Рисунок 44 – Общая минерализация (TDS) проб воды в дублирующих пробах р. Аллах-Юнь, мг/л

В водах р. Хамна, опробованных в зимний период в отдельных точках отмечаются ураганные содержания бензола и толуола – до 0,30 и 0,23 мг/л, соответственно. Ввиду отсутствия антропогенных источников поступления указанных компонентов в рассматриваемом районе такие высокие концентрации ароматических углеводородов в водах исследуемых объектов можно рассматривать в качестве прямых показателей нефтегазоносности.

Заверочный полевой маршрут зимнего сезона 2014 года в объеме 30 проб подтвердил высокие концентрации ароматических углеводородов в природных водах бассейна р. Хамна. Максимальные содержания бензола и толуола составили 0,23 и 0,31 мг/л при средних значениях 0,028 и 0,025 мг/л, соответственно (Таблица 14).

Таблица 14 – Содержания бензола и толуола

Объект	Год	Кол-во проб	Мобщ	Бензол			Толуол		
				%	мг/л		%	мг/л	
				>0,001 мг/л	Сред	Max	>0,001 мг/л	Сред	Max
бассейн р. Аллах-Юнь	2011	45	106,8	64%	0,022	0,120	78%	0,013	0,069
	2012	29	269,9	41%	0,008	0,028	45%	0,014	0,048
бассейн р. Хамна		10	113,0	30%	0,145	**0,300**	50%	0,085	**0,230**
	2014	30	123,5	37%	0,028	**0,230**	60%	0,025	**0,310**
бассейн р. Томпо		64	85,8	0%	-	-	11%	**0,156**	**0,600**
	2015	30	118,0	0%	-	-	53%	0,006	0,017
бассейн р. Ляписке		128	64,3	0%	-	-	16%	0,004	0,016
бассейн р. Собопол		169	117,2	9%	0,007	0,024	40%	0,013	0,070
Итого проб воды		505		12%			32%		

Примечание: проценты указывают долю проб с содержанием бензола/толуола >0,001 мг/л, цветом выделены объекты, опробованные в период зимней межени.

6.2 Газовый состав природных вод Предверхоянского прогиба

В ходе исследований Предверхоянского проба производился отбор газовых проб донного ворошения. В бассейнах рек Томпо и Соболох-Маян дополнительно исследован состав водорастворенного газа. Изучение газового состава природных вод позволяет шире взглянуть на вопросы, связанные с гидрогеологическими условиями прогиба и более комплексно подойти к оценке перспектив нефтегазоносности территории.

В 2015 г. на реке Соболох-Майян было отобрано и передано в лабораторию 13 проб газа донного ворошения и 2 пробы водорастворенного газа. Результаты газовой хроматографии приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Исследования компонентов газов ворошения и водорастворенных газов (ПШД) бассейна р. Соболох-Маян

№ п/п	№ пробы	Концентрация, % об.				Концентрация (n × 10^{-4}), % об.												Кг
		CO_2	O_2+Ar	N_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_3H_8	C_3H_6	iC_4H_{10}	nC_4H_{10}	iC_5H_{12}	nC_5H_{12}	C_6H_{14}	C_7H_{16}	C_6H_6	Сумма ТУ	
Газ донного ворошения																		
1	Соб-015	1,62	2,33	74,33	21,93	0,125	0,605	0,400	0,009	1,449	0,098	0,732	0,159	0,009	0,002	0,007	3,60	27,8
2	Соб-040	1,12	2,56	36,49	60,02	0,804	0,038	2,643	0,041	0,436	0,116	0,099	0,267	0,021	<0,001	0,005	4,47	4,6
3	Соб-041	1,02	2,28	73,25	23,30	0,556	0,014	0,291	0,007	0,881	0,038	0,339	0,098	0,023	0,005	0,018	2,27	3,1
4	Соб-042	1,39	2,73	72,97	22,93	0,843	0,065	0,750	0,015	0,230	0,132	0,147	0,134	0,019	<0,001	0,005	2,34	1,8
5	Соб-045	0,78	3,37	96,36	0,021	0,113	0,020	0,189	0,006	0,020	0,017	0,018	0,027	<0,001	<0,001	0,010	0,42	2,7
6	Соб-046	1,31	3,66	94,63	0,009	0,014	0,016	0,026	0,005	0,010	0,008	0,008	0,007	<0,001	<0,001	0,004	0,10	6,1
7	Соб-048	2,34	2,18	95,17	0,639	0,093	0,005	0,361	0,002	0,019	0,023	0,011	0,010	<0,001	<0,001	0,012	0,54	4,8
8	Соб-053	1,46	3,31	95,20	0,324	0,173	0,191	0,197	0,008	0,026	0,033	0,025	0,063	<0,001	0,002	0,009	0,73	3,2
9	Соб-075	1,81	2,42	95,61	0,027	0,205	0,054	0,307	0,012	0,018	0,028	0,015	0,013	0,003	0,002	0,008	0,67	2,2
10	Соб-095	1,91	2,09	96,20	0,144	0,111	0,039	0,378	0,009	0,031	0,029	0,014	0,018	0,003	0,001	0,009	0,64	4,8
11	Соб-114	0,35	2,98	96,79	0,005	0,049	0,046	0,032	0,013	0,009	0,009	0,009	0,004	<0,001	<0,001	0,010	0,18	2,7
12	Соб-156	1,17	1,76	33,02	64,40	0,356	0,007	2,511	0,014	1,053	0,210	0,469	0,062	0,012	0,002	0,007	4,70	12,2
13	Соб-168	1,48	1,12	50,44	47,49	1,091	0,010	1,696	0,008	1,307	0,214	0,300	0,055	0,002	<0,001	0,002	4,69	3,3
Водорастворенный газ																		
14	Соб-015	2,17	24,28	73,89	0,367	0,180	1,411	0,134	0,202	0,053	0,096	0,114	0,079	0,021	0,015	0,009	2,31	11,9
15	Соб-075	0,55	32,30	68,20	0,011	0,227	1,144	0,083	0,187	0,052	0,152	0,302	0,131	0,048	0,046	0,012	2,38	9,5

Примечание: Содержания He и H_2 во всех пробах здесь и далее <0,004 об. %

Изученные пробы газа ворошения донных осадков бассейна р. Соболох-Маян имеют достаточно разнообразный состав. Основными компонентами являются N_2, CH_4, CO_2 и O_2+Ar. В большинстве проб доминирует азотная составляющая. Содержания N_2 в семи из тринадцати проб превышает 94 об. %. В ряде проб фиксируется резкое повышение доли метана, что указывает на пространственную неоднородность источников газа. Наиболее высокие концентрации CH_4 отмечены в пробах Соб-040 и Соб-156, где метан составляет соответственно 60,0 и 64,4об. %. В этих же образцах закономерно снижено содержания азота до 36,5 и 33,0 об. %.

Углекислый газ присутствует во всех пробах в относительно небольших количествах и изменяется в пределах 0,35–2,34 об. %. Содержание O_2+Ar колеблется от 1,12 до 3,66 об. %, что может отражать поступление атмосферного компонента при прохождении пузырьков отбираемого газа через водную толщу при отборе.

Особое внимание привлекает состав углеводородной составляющей газов C_2–C_7. В большинстве проб их концентрации невелики, однако в метан-обогащённых образцах наблюдается отчётливое увеличение C_2H_6, C_3H_8 и изо-/н-бутана. Так, в пробах Соб-040 и Соб-156 фиксируются повышенные содержания C_3H_8, достигающие 2,6 и 2,5 $\times 10^{-4}$ % об. %. Наличие более тяжёлых углеводородов, включая пентаны, гексан и следы бензола свидетельствует, что в донные отложения поступает не только метан, связанный с современными поверхностными биогенными процессами, а присутствуют и газовые компоненты, сформированные вероятно в более глубоких горизонтах. Достаточно низкие для ряда проб значения коэффициента гипергенности (по Зуеву В.А.) также, свидетельствуют о присутствии в изученных образцах газа донного ворошения углеводородов эпигенетического (миграционного) происхождения.

Состав водорастворённых газов в пробах воды из исследованной реки характеризуется преобладанием азота и кислорода при заметной, но существенно меньшей доле углекислого газа и метана. В обеих пробах основными элементами газовой фазы являются N_2 и O_2+Ar, тогда как CO_2 и CH_4 присутствуют в подчинённых количествах. Среднее содержание главных компонентов по двум пробам составляет 71,0 % об, для азота и 28,3 % об, для кислорода, что хорошо соотносится с газовым составом атмосферы.

Вместе с тем в составе водорастворённых газов присутствует метан, широкий спектр углеводородов C_2–C_7, а также бензол, что указывает на участие дополнительных источников газа, вероятно связанных с донными отложениями и процессами субаквальной разгрузки подземных вод.

О повышенной проницаемости разреза и присутствии глубинной составляющей свидетельствует утяжеленный изотопный состав углекислого газа по содержанию изотопа углерода $\delta 13C > -18$ ‰ (Таблица 16). Это согласуется с повышенным содержанием гелия в

поверхностных водах – в 1,2÷1,8 раза выше атмосферного фона на всем протяжении маршрута (Рисунок 45).

Таблица 16 – Изотопные исследования компонентов газов ворошения в бассейне р. Соболох-Маян

№ п/п	Проба	$\delta^{13}C$, ‰ (CO_2)
1	Соб-015	-17,6
2	Соб-040	-16,2
3	Соб-156	-15,9

В отличие от метана, который может иметь биогенное (приповерхностное) происхождение, гелий является инертным газом. Его избыточные концентрации в поверхностных водах также указывают о наличии в зоне исследований проницаемых зон, связанных с тектоническими нарушениями, по которым осуществляется вертикальная миграция флюидов (подземных вод, газов) оказывая влияние на гидрогеохимический облик реки.

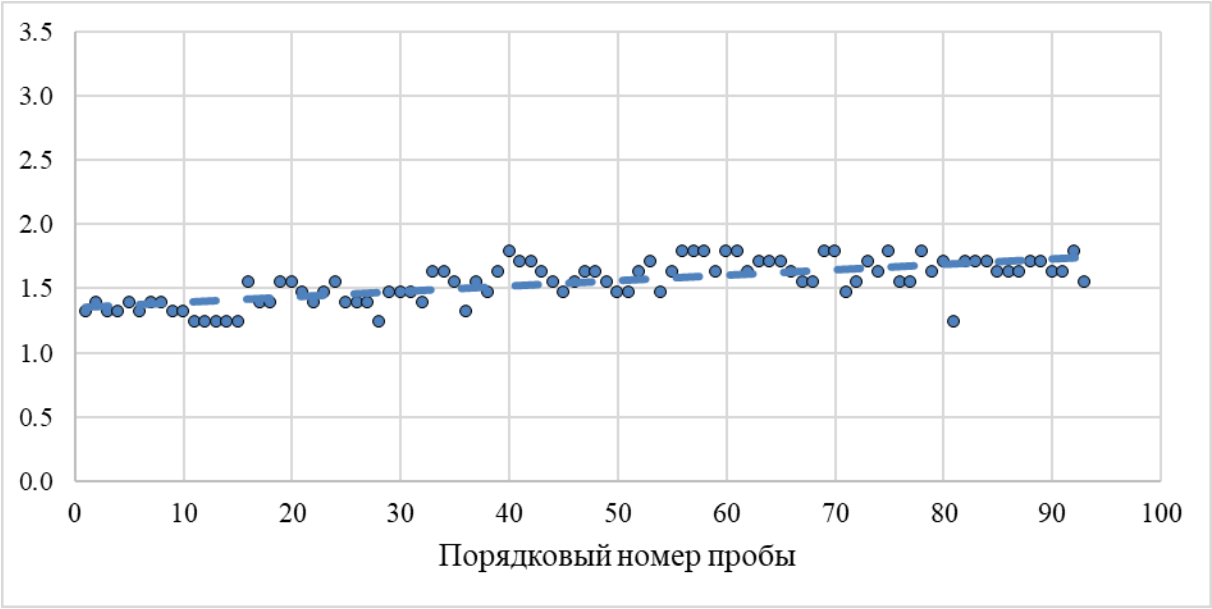


Рисунок 45 – Коэффициент аномальности гелия в бассейне р. Соболх-Маян

В ходе работ по реке Ляписке в 2015 г. было отобрано и передано в лабораторию 19 проб газа донного ворошения (Таблица 17).

Пробы газа ворошения донных осадков бассейна р. Ляписке (Лямпушка) представлены преимущественно азотом и метаном. Доля CO_2 изменяется в диапазоне от 0,08 до 4,56 об. %.

Таблица 17 – Исследования компонентов газов ворошения бассейна р. Ляписке

№ п/п	№ пробы	Концентрация, % об.				Концентрация (n × 10^{-4}), % об.												Кг
		CO_2	O_2+Ar	N_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_3H_8	C_3H_6	iC_4H_{10}	nC_4H_{10}	iC_5H_{12}	nC_5H_{12}	C_6H_{14}	C_7H_{16}	C_6H_6	Сумма ТУ	
Газ донного ворошения																		
1	Лям-01	0,79	10,68	85,35	0,799	0,035	0,004	0,035	0,003	0,033	0,039	0,043	0,022	0,002	0,002	0,076	0,29	7,4
2	Лям-14	1,99	2,48	50,23	44,53	2,19	0,026	4,86	0,082	0,553	0,274	0,664	1,15	0,159	0,055	0,042	10,06	3,6
3	Лям-54/1	1,44	3,24	94,74	1,152	0,034	0,013	0,315	0,004	0,071	0,024	0,055	0,021	0,004	0,002	0,033	0,58	15,9
4	Лям-54/2	1,01	2,60	96,31	0,030	0,078	0,016	0,113	0,009	0,066	0,014	0,021	0,010	0,001	0,001	0,006	0,34	3,3
5	Лям-65	0,81	2,44	96,41	0,617	0,089	0,041	0,070	0,004	0,062	0,036	0,052	0,115	0,008	0,014	0,067	0,56	5,3
6	Лям-80	4,56	2,04	44,40	49,19	0,931	0,005	0,655	0,002	2,24	0,196	2,13	0,320	0,028	0,012	0,093	6,61	6,1
7	Лям-82	1,14	2,76	96,34	0,044	0,011	0,002	0,158	<0,001	0,066	0,032	0,034	0,024	0,004	0,002	0,016	0,35	30,8
8	Лям-85	3,16	1,34	26,32	68,66	1,37	0,010	1,65	0,003	0,443	0,152	0,131	0,180	0,026	0,013	0,062	4,04	1,9
9	Лям-87	0,08	21,43	77,81	0,016	0,005	0,003	0,008	<0,001	0,021	0,018	0,083	0,013	<0,001	0,001	0,003	0,16	30,2
10	Лям-94	1,71	2,11	81,43	13,99	3,15	0,028	0,842	0,025	0,113	0,168	0,116	0,585	0,006	0,001	0,047	5,08	0,6
11	Лям-100	2,79	1,78	38,96	55,67	2,61	0,026	1,50	0,009	0,871	0,368	0,240	0,136	0,018	0,005	0,084	5,87	1,2
12	Лям-102/1	3,07	1,50	24,50	70,81	2,34	0,012	1,64	0,003	2,70	0,176	0,955	0,098	0,009	0,005	0,024	7,96	2,4
13	Лям-102/2	2,79	1,41	26,58	69,35	2,26	0,015	1,64	0,004	3,10	0,201	1,22	0,106	0,011	0,005	0,030	8,59	2,8
14	Лям-117/1	0,98	2,85	93,05	3,09	0,139	0,020	0,701	0,005	0,129	0,111	0,124	0,072	0,017	0,009	0,012	1,34	8,6
15	Лям-117/2	0,90	2,27	93,86	3,13	0,138	0,014	0,593	<0,001	0,128	0,049	0,037	0,018	0,005	0,004	0,021	1,01	6,3
16	Лям-120/1	1,82	3,02	75,65	18,69	0,203	0,006	0,098	0,001	0,572	0,032	0,496	0,045	0,006	0,002	0,025	1,49	6,3
17	Лям-120/2	2,05	1,83	77,55	18,43	0,186	0,008	0,134	0,003	0,901	0,048	0,743	0,073	0,006	0,002	0,022	2,13	10,4
18	Лям-123	0,88	3,54	95,82	0,171	0,014	0,028	0,072	0,006	0,027	0,026	0,033	0,024	0,001	0,002	0,059	0,29	19,9
19	Лям-124	4,00	3,03	50,73	42,05	1,06	0,013	0,573	0,004	2,55	0,113	1,74	0,301	0,023	<0,001	0,008	6,39	5,0

Концентрации O_2+Ar в подавляющем числе проб находятся в пределах 1,34–3,54 об. %, однако в пробах Лям-01 и Лям-87 достигают значений 10,68 и 21,43 об. % соответственно, что, вероятно связано с примесью атмосферного воздуха.

По содержанию азота и метана пробы подразделяются на несколько отчетливо различающихся групп. В ряде образцов доминирует азот достигая значений 93,05–96,41 % об. (Лям-54/1, Лям-54/2, Лям-65, Лям-82, Лям-117/1, Лям-117/2 и Лям-123). Другая группа проб отличается повышенным содержанием метана. В пробах Лям-14, Лям-80, Лям-85, Лям-94, Лям-100, Лям-102/1, Лям-102/2, Лям-120/1, Лям-120/2 и Лям-124 его концентрации составляют от 42,05 до 70,81 % об. при одновременном снижении доли N_2 до 24,5–50,73 % об.

Углеводородный состав газов достаточно разнообразен. Помимо метана, практически во всех пробах присутствуют этан, этилен, пропан, пропилен, изо- и н-бутан, изо- и н-пентан, гексан, гептан и бензол. Наиболее высокие значения суммы C_2-C_7 отмечены в пробах Лям-14 ($10{,}1 \times 10^{-4}$ % об), Лям-102/2 ($8{,}6 \times 10^{-4}$ % об) и Лям-102/1 ($8{,}0 \times 10^{-4}$ % об). Высоким содержанием этана при относительно невысокой концентрации метана, обращает на себя внимания проба Лям-94. Для этой же пробы газа отмечено минимальное значение коэффициента гипергенности (по Зуеву В.А.) – 0,6, что указывает на глубинный источник его поступления в донные осадки.

На всем протяжении полевого маршрута в бассейне р. Ляписке, содержания водорастворенного гелия оказались значительно превышающими атмосферный фон (в 2÷3 раза), особенно в «горной» части (Рисунок 46), что характерно для тектонически ослабленных зон с плотной сетью дизъюнктивных нарушений.

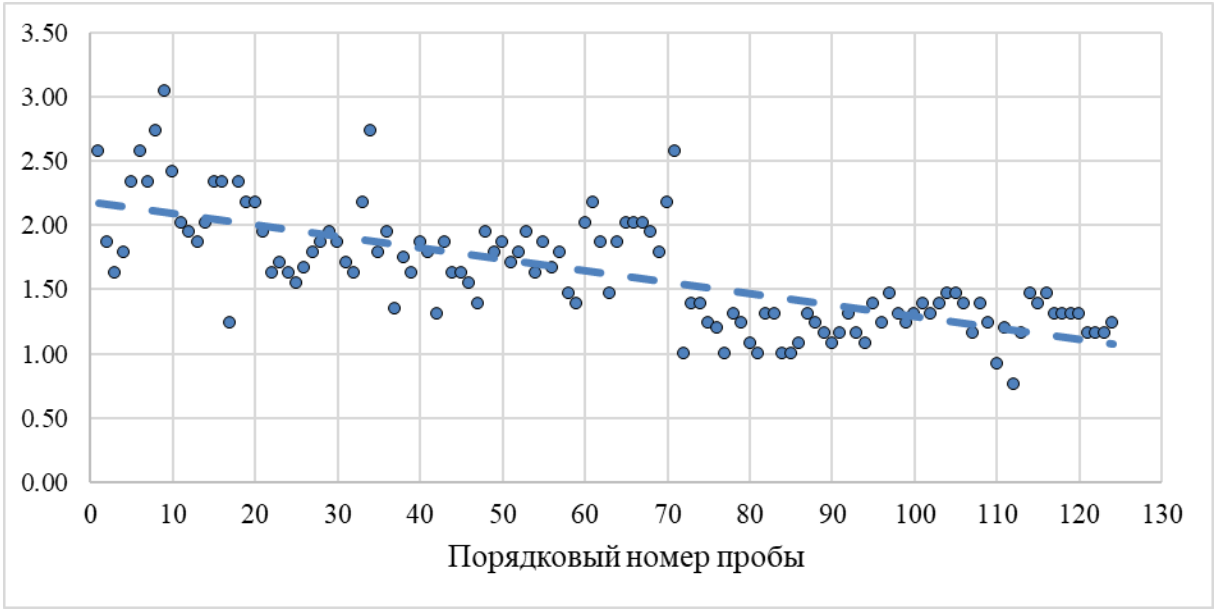


Рисунок 46 – Коэффициент аномальности гелия в бассейне р. Ляписке

Основной причиной, обуславливающей формирование полей с повышенным содержанием гелия в приповерхностных условиях, является восходящая миграция с флюидами-

носителями, преимущественно с подземными водами (Попов, 1990). Таким образом, положительные аномалии гелия над атмосферным фоном могут свидетельствовать о процессах восходящей (субаквальной) разгрузки подземных вод по зонам повышенной проницаемости тектонической природы.

В ходе работ в бассейне реки Томпо, суммарно за полевые сезоны 2014 и 2015 гг., было отобрано и передано в лабораторию 28 проб газа донного ворошения и 19 проб водорастворенного газа. (Таблицы 18, 19).

По результатам лабораторных исследований проб газа ворошения донных осадков полевого сезона 2014 года, изученные образцы представлены преимущественно азотом и, в меньшей степени, кислородом с примесью аргона. Концентрации CO_2 незначительны и не превышают 1,5 % об, при среднем содержании 0,43 % об. Для основной массы проб характерно преобладание N_2, доля которого изменяется от 70,4 до 97,5 % об. Содержания метана, в большинстве проб весьма незначительные – как правило, это сотые и тысячные проценты. Только в двух пробах Том-164 и Том-181, отобранных в пределах Томпорукской структуры, отмечено его повышение уровня до 21,1 и 21,7 % об. соответственно. Состав более тяжелых углеводородов в целом согласуется с изменениями метана – в этих же пробах зафиксированы более высокие содержания C_2H_6, C_3H_8, iC_4H_{10} и nC_4H_{10}, а также наиболее низкие значения коэффициента гипергенности, указывая на присутствие глубинной составляющей.

Состав водорастворенных газов в пробах воды бассейна р. Томпо полевого сезона 2014 года схож с водорастворенными газами, исследованными в бассейне р. Соболох-Маян. Это те же кислородно-азотные газы с подчинённой ролью CO_2 и углеводородов.

В ходе заверочного маршрута 2015 года в районе Томпорукской структуры, было отобрано и передано в лабораторию 9 проб газа донного ворошения и 6 проб водорастворенного газа (Таблица 19).

В сравнении с результатами газовой хроматографии по итогам работ в бассейне реки Томпо в 2014 году, состав водорастворенных газов на участке Томпорукской структуры более обогащен углеводородными газами. В четырех пробах из девяти, отмечены высокие содержания CH_4 – до 49,7 % об. Среднее суммарное содержание газов C_2-C_7 составило $3{,}1 \times 10^{-4}$ % об. против $0{,}9 \times 10^{-4}$ % об. в 2014 году. Однако, азот по-прежнему является доминирующим элементом с концентрациями от 47,5 до 95,7 % об. Содержания CO_2 изменяется от 0,7 до 4,2 % об. O_2+Ar находится в пределах от 1,1 до 11,2 % об.

Таблица 18 – Исследования компонентов газов ворошения и водорастворенных газов (ПШД) бассейна р. Томпо в 2014 г.

№ п/п	№ пробы	Концентрация, % об.				Концентрация (n × 10^{-4}), % об.												Кг
		CO_2	O_2+Ar	N_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_3H_8	C_3H_6	iC_4H_{10}	nC_4H_{10}	iC_5H_{12}	nC_5H_{12}	C_6H_{14}	C_7H_{16}	C_6H_6	Сумма ТУ	
Газ донного ворошения																		
1	Том-114	0,01	11,5	87,2	0,0001	0,006	0,024	0,005	0,014	0,004	0,010	0,020	0,019	0,012	0,003	0,007	0,12	19,7
2	Том-116	0,29	13,5	85,4	0,0002	0,004	0,029	0,003	0,018	0,003	0,010	0,024	0,022	0,017	0,010	0,038	0,18	43,5
3	Том-119	0,26	0,9	97,5	0,03	0,119	0,030	0,259	0,037	0,016	0,018	0,012	0,098	0,007	0,003	0,007	0,61	4,1
4	Том-122	0,23	1,1	96,8	0,0036	0,021	0,063	0,041	0,016	0,006	0,019	0,031	0,045	0,020	0,008	0,018	0,29	12,7
5	Том-125	0,30	1,2	96,4	0,014	0,038	0,099	0,070	0,023	0,012	0,028	0,028	0,061	0,016	0,005	0,018	0,40	9,5
6	Том-127	0,90	11,7	86,2	0,0001	0,010	0,036	0,006	0,021	0,002	0,003	0,003	0,004	0,003	0,004	0,013	0,11	9,5
7	Том-130	0,07	21,0	77,8	0,0003	0,005	0,008	0,005	0,006	0,004	0,004	0,008	0,002	0,005	0,005	0,008	0,06	11,0
8	Том-131	0,32	4,2	94,3	0,00002	0,004	0,009	0,003	0,006	<0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,005	0,006	0,04	8,4
9	Том-132	0,57	8,0	90,3	0,030	0,011	0,026	0,015	0,009	0,002	0,003	0,002	0,003	0,002	<0,001	0,008	0,08	6,4
10	Том-133	0,27	1,5	96,1	0,0028	0,010	0,031	0,020	0,017	0,010	0,014	0,019	0,024	0,025	0,092	0,051	0,31	30,3
11	Том-144	1,42	0,5	94,0	3,62	0,241	0,020	1,507	0,021	0,009	0,023	0,009	0,037	0,007	0,003	0,006	1,88	6,8
12	Том-145	0,37	<0,5	97,2	0,93	0,057	0,017	0,413	0,011	0,007	0,012	0,005	0,020	0,005	0,004	0,007	0,56	8,8
13	Том-156	0,25	0,9	96,6	0,027	0,018	0,027	0,087	0,011	0,004	0,010	0,005	0,010	0,003	0,002	0,005	0,18	9,1
14	Том-158	0,21	1,2	96,3	0,049	0,053	0,049	0,116	0,020	0,014	0,023	0,016	0,032	0,008	0,005	0,014	0,35	5,6
15	Том-164	0,95	0,6	75,1	21,1	1,156	0,056	1,082	0,044	0,054	0,142	0,079	0,123	0,039	0,005	0,014	2,79	1,4
16	Том-175	0,50	0,6	96,6	0,75	0,295	0,093	0,666	0,077	0,016	0,053	0,018	0,061	0,019	0,008	0,018	1,32	3,5
17	Том-177	0,36	1,1	97,2	0,0009	0,014	0,046	0,025	0,034	0,007	0,012	0,012	0,024	0,014	0,040	0,031	0,26	17,5
18	Том-181	0,34	5,1	70,4	21,7	0,843	0,077	0,683	0,042	0,213	0,088	0,099	0,078	0,021	0,007	0,018	2,17	1,6
19	Том-182	0,55	0,7	95,8	1,05	0,048	0,015	0,573	0,035	0,008	0,018	0,006	0,017	0,006	0,003	0,015	0,74	14,5
Водорастворенный газ																		
20	Том-107	0,25	30,2	68,1	0,0019	1,001	3,014	0,347	0,251	0,106	0,186	0,059	0,234	0,078	0,041	0,023	5,34	4,3
21	Том-112	0,16	30,9	67,9	0,0015	0,491	1,228	0,176	0,157	0,062	0,092	0,052	0,089	0,029	0,010	0,016	2,40	3,9
22	Том-116	0,35	22,2	75,3	0,011	0,321	0,736	0,137	0,128	0,056	0,086	0,041	0,113	0,042	0,028	0,023	1,71	4,3
23	Том-119	0,17	8,7	88,2	0,0006	0,401	0,835	0,142	0,115	0,074	0,098	0,056	0,126	0,047	0,027	0,026	1,95	3,9
24	Том-122	0,86	20,4	77,3	0,010	0,363	0,809	0,149	0,129	0,055	0,083	0,046	0,100	0,037	0,012	0,021	1,80	4,0
25	Том-125	0,61	25,1	72,4	0,013	0,388	1,067	0,155	0,217	0,060	0,085	0,036	0,111	0,041	0,026	0,017	2,20	4,7
26	Том-127	1,66	22,4	74,3	0,18	0,200	0,472	0,064	0,070	0,029	0,039	0,015	0,051	0,022	0,014	0,003	0,98	3,9
27	Том-130	0,46	18,1	79,9	0,38	0,765	1,341	0,222	0,185	0,094	0,133	0,047	0,162	0,059	0,042	0,024	3,07	3,0

Продолжение таблицы 18

№ п/п	№ пробы	Концентрация, % об.				Концентрация (n × 10^{-4}), % об.												Кг
		CO_2	O_2+Ar	N_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_3H_8	C_3H_6	iC_4H_{10}	nC_4H_{10}	iC_5H_{12}	nC_5H_{12}	C_6H_{14}	C_7H_{16}	C_6H_6	Сумма ТУ	
Водорастворенный газ																		
28	Том-132	0,86	19,3	78,4	0,0003	0,342	0,592	0,114	0,111	0,055	0,076	0,026	0,104	0,048	0,039	0,012	1,52	3,4
29	Том-140	0,24	29,5	68,4	0,015	0,277	0,521	0,100	0,097	0,049	0,067	0,032	0,095	0,042	0,032	0,014	1,33	3,8
30	Том-145	0,42	27,5	70,0	0,16	0,395	0,689	0,207	0,128	0,057	0,080	0,033	0,106	0,043	0,059	0,032	1,83	3,6
31	Том-156	0,63	19,6	78,3	0,21	0,564	1,034	0,300	0,216	0,077	0,113	0,070	0,149	0,058	0,034	0,023	2,64	3,7

Таблица 19 – Исследования компонентов газов ворошения и водорастворенных газов (ПШД) бассейна р. Томпо в 2015 г.

№ п/п	№ пробы	Концентрация, % об.				Концентрация (n × 10^{-4}), % об.												Кг
		CO_2	O_2+Ar	N_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_3H_8	C_3H_6	iC_4H_{10}	nC_4H_{10}	iC_5H_{12}	nC_5H_{12}	C_6H_{14}	C_7H_{16}	C_6H_6	Сумма ТУ	
Газ донного ворошения																		
1	Том-01	2,68	3,20	84,35	7,82	0,153	0,056	0,188	0,028	0,024	0,049	0,023	0,064	0,005	0,003	0,029	0,62	3,1
2	Том-02	4,17	2,08	58,36	36,08	2,494	0,034	0,743	0,083	0,076	0,171	0,137	0,320	0,029	0,021	0,022	4,13	0,7
3	Том-04	1,31	1,62	47,82	49,29	5,491	0,021	2,792	0,106	0,189	0,376	0,274	0,544	0,050	0,001	0,018	9,86	0,8
4	Том-06	2,01	2,32	95,74	0,378	0,334	0,024	1,018	0,053	0,140	0,058	0,068	0,028	<0,001	<0,001	0,010	1,73	4,2
5	Том-08	0,73	1,83	95,20	2,40	0,116	0,034	0,331	0,019	0,056	0,069	0,032	0,084	0,021	0,002	0,021	0,79	5,8
6	Том-12	1,27	1,96	70,30	26,78	0,305	0,016	0,399	0,006	0,492	0,039	0,147	0,038	0,001	<0,001	0,003	1,45	3,7
7	Том-14	0,70	11,18	85,12	0,0012	0,008	0,028	0,006	0,006	0,005	0,005	0,008	0,003	<0,001	<0,001	0,013	0,08	9,4
8	Том-20	2,19	1,06	47,51	49,73	0,814	0,013	0,401	0,012	3,282	0,123	2,402	0,317	0,016	0,009	0,018	7,41	8,1
9	Том-25	0,66	2,22	95,50	1,808	0,393	0,025	1,295	0,029	0,019	0,044	0,015	0,040	0,008	0,005	0,036	1,91	3,9
Водорастворенный газ																		
10	Том-02	т е х н и ч е с к и й с б о й										0,157	0,107	0,045	0,003	0,044	–	–
11	Том-04	0,069	20,29	77,00	0,0005	0,006	0,006	0,004	0,002	0,001	0,003	0,002	0,001	<0,001	<0,001	0,005	0,03	7,1
12	Том-06	0,65	26,02	74,87	0,019	0,178	0,656	0,086	0,179	0,036	0,084	0,096	0,075	0,037	<0,001	0,018	1,45	7,1
13	Том-08	3,76	15,00	79,82	0,132	0,150	0,522	0,105	0,160	0,031	0,072	0,074	0,066	0,025	0,001	0,015	1,22	3,6
14	Том-12	1,24	21,05	76,57	0,134	0,342	0,688	0,113	0,113	0,042	0,092	0,067	0,073	0,020	<0,001	0,025	1,58	7,1
15	Том-14	0,64	28,39	72,85	0,062	0,168	0,643	0,098	0,152	0,050	0,082	0,088	0,065	0,010	<0,001	0,006	1,36	4,4
16	Том-25	3,70	14,57	80,17	0,046	0,455	1,247	0,186	0,239	0,067	0,114	0,071	0,058	0,004	<0,001	0,012	2,45	3,1

Состав водорастворенных газов типичный для Предверхоянского прогиба. Основными элементами газовой фазы являются N_2 и O_2+Ar, тогда как CO_2 и CH_4 присутствуют в подчинённых количествах. Среднее содержание главных компонентов по шести пробам составляет 76,9 % об, для азота и 20,9 % об, для кислорода, что хорошо соотносится с газовым составом атмосферы.

Содержания водорастворенного гелия достаточно выдержаны на всем протяжении полевого маршрута 2015 года и показывают превышение над атмосферным фоном в 1,5÷2 раза (Рисунок 47).

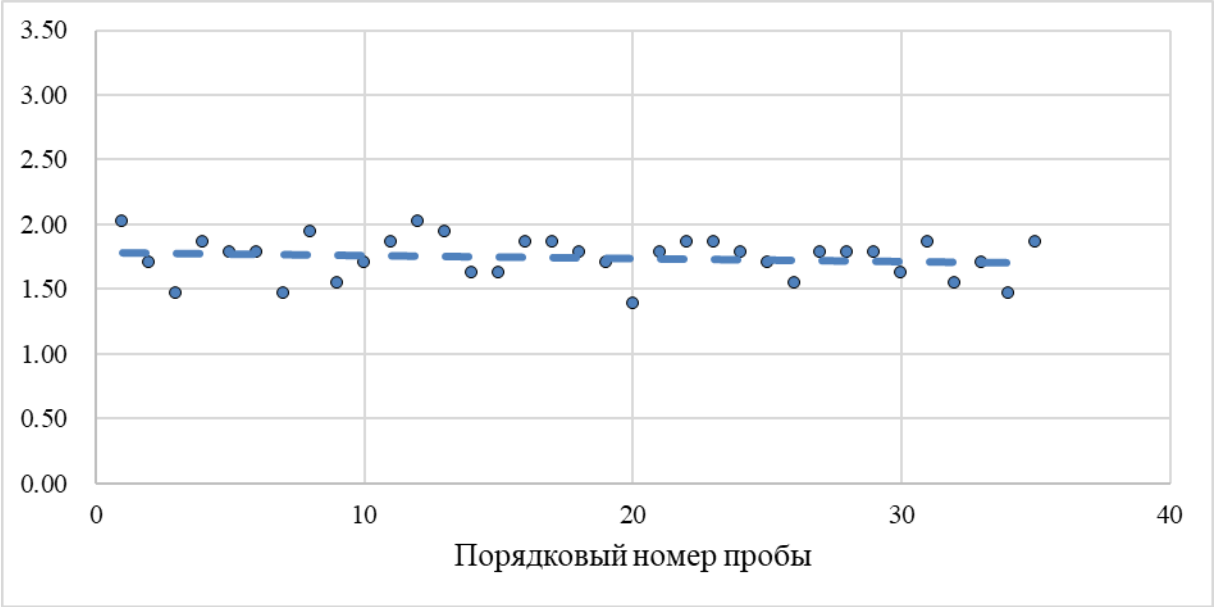


Рисунок 47 – Коэффициент аномальности гелия в бассейне р. Томпо

ГЛАВА 7 ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗГРУЗКИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД И ПРИЗНАКИ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДВЕРХОЯНСКОГО ПРОГИБА

7.1 Геохимические показатели разгрузки подземных вод

Оценка разгрузки подземных вод в речную сеть является важной задачей гидрогеохимических исследований, особенно при решении поисковых задач. Именно подземное питание во многом определяет как общий химический облик водотоков, так и пространственную неоднородность их состава. В условиях сложного, недостаточно изученного соотношения поверхностного и подземного стока наряду с традиционными индикаторами разгрузки подземных вод в исследуемом районе (повышенные значения ионов Cl^- и Na^+) особую информативность приобретают микрокомпоненты. Для выявления общих закономерностей в изменении компонентного состава природных вод в зонах с предполагаемой субаквальной разгрузкой подземных вод, пробы были разделены на несколько характерных групп: воды основного русла, воды притоков и пробы с повышенным содержанием ионов хлора и натрия. Такое разделение позволяет сопоставить фоновые условия формирования речных вод с участками, где вклад подземного питания выражен наиболее отчетливо.

Для каждой выделенной группы, в пределах изученных бассейнов рек, были рассчитаны коэффициенты концентрации (Кс) микрокомпонентов, что дает возможность оценить степень обогащения или обеднения отдельных элементов относительно фона и выявить геохимические индикаторы различных источников питания.

Как было показано выше, воды с повышенным относительно фона содержанием ионов хлора и натрия были встречены в правобережной части долины р. Ляписке в районе пересечения Кутургинского и Усть-Вилюйского хребтов, а также в пределах бассейна р. Соболох-Маян – в глубоком горном озере Куолланда-Кюёль, расположенном в тектонической зоне вертикальных разломов Собопольского сдвига. Данные пробы воды были включены в единую группу, но с целью выявления локальных геохимических особенностей были рассмотрены отдельно для каждого бассейна реки.

Анализ распределения коэффициентов концентрации микрокомпонентов в пробах воды, отобранных в пределах бассейна р. Соболох-Маян (Рисунок 48) показывает существенные различия в зависимости от типа водного объекта. Наиболее контрастные особенности выявлены для группы проб из озера Куолланда-Кюёль, которая резко отличается как от вод основного русла, так и от притоков. Это позволяет рассматривать озеро как самостоятельный гидрогеохимический объект, с яркими признаками специфического глубинного источника питания, нехарактерного для обычного поверхностного стока.

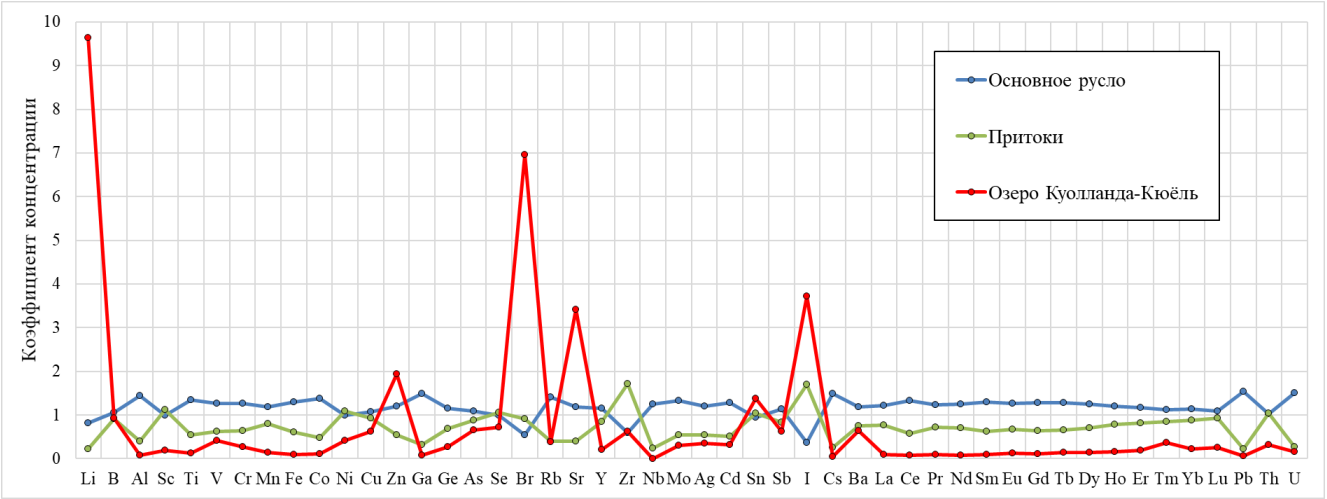


Рисунок 48 – Коэффициент концентрации микроэлементов в различных водных объектах бассейна р. Соболох-Маян

Притоки, в сравнении с водами основного русла, характеризуются более низкими коэффициентами концентрации для большинства элементов, что указывает на более короткий путь миграции и ограниченное время контакта воды с породами водосборной толщи, отражая в большей степени поверхностный сток.

Наиболее интересные особенности установлены для озера Куолланда-Кюёль. Именно эта группа проб демонстрирует резко выраженную геохимическую аномалию, которая выделяет озеро из всей системы поверхностных вод бассейна р. Соболох-Маян. Прежде всего обращает на себя внимание исключительно высокие значения коэффициентов концентрации для Li (9,6), Br (7,0) и I (3,7). Подобная ассоциация элементов характерна для минерализованных вод и является одним из наиболее показательных признаков участия в формировании состава подземных вод глубоких горизонтов.

Дополнительным аргументом в пользу глубинной природы вод озера Куолланда-Кюёль является повышенный коэффициент концентрации для Sr (3,4). Стронций, как правило, демонстрирует повышенные значения в водах, испытывающих более длительное взаимодействие с горными породами, что характерно для вод зоны замедленного водообмена.

Особого внимания заслуживает поведение редкоземельных элементов в водах озера, значения Кс здесь исключительно низкие (0,1–0,4). Такое сильное обеднение РЗЭ свидетельствует о минимальном вкладе современной поверхностной эрозии и взвешенного вещества в питание водоема в отличие от основного русла, где Кс лантаноидов стабильно выше единицы.

Распределение коэффициентов концентрации в бассейне реки Ляписке, в целом, также показывает выраженную неоднородность между тремя группами проб. Воды основного русла и притоки отличаются главным образом степенью водно-породного взаимодействия, а отдельная

группа вод с повышенными содержаниями ионов Cl и Na демонстрирует признаки дополнительного глубинного питания (Рисунок 49).

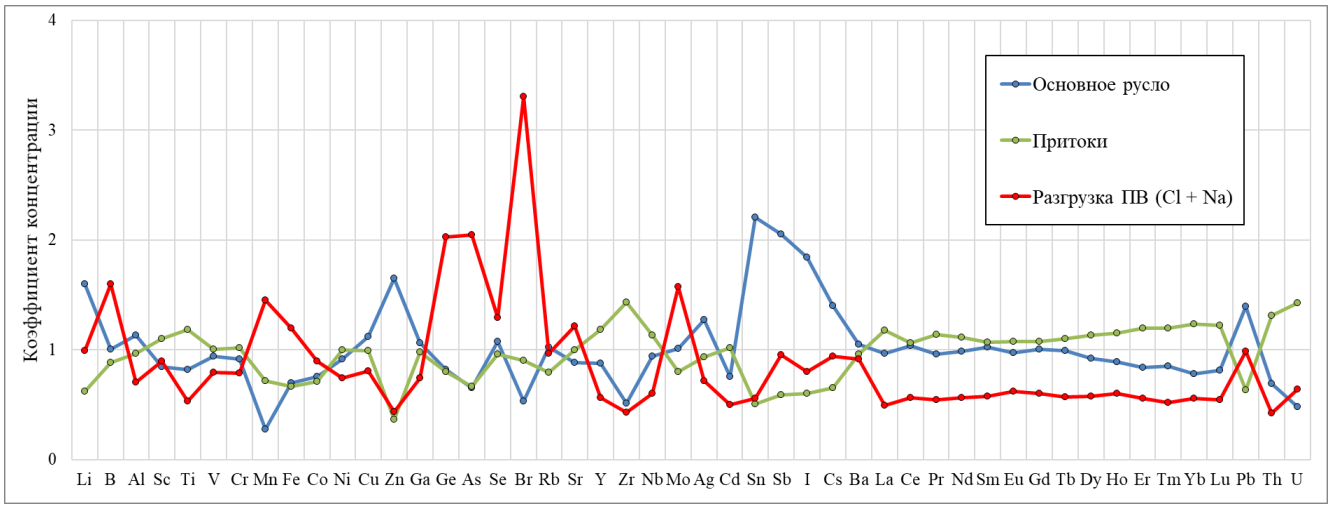


Рисунок 49 – Коэффициент концентрации микроэлементов в различных водных объектах бассейна р. Ляписке

Наиболее яркой особенностью микрокомпонентного состава для группы вод с повышенным содержанием ионов хлора и натрия в бассейне р. Ляписке, является резкое возрастание концентрации брома в 3,3 раза превышающее фоновые значения для исследуемой реки.

Повышенные относительно фона, концентрации Br часто используются как геохимический индикатор разгрузки подземных вод. Этот элемент хорошо сохраняется в растворённой форме, слабо задерживается при фильтрации через грунт и может заметно обогащать поверхностные воды при поступлении из глубоких горизонтов по проницаемым нарушениям, связанными с дизъюнктивной тектоникой. Основная часть полевого маршрута по р. Ляписке проходила по горной части в тектонической зоне Китчанского выступа с системой крупных разломов и надвигов. Интенсивные дислокации и связанная с ними повышенная трещиноватость пород в зоне сочленения Сибирской платформы со складчатыми структурами Верхоянья может служить благоприятным фактором для разгрузки подземных вод.

Вторая важная черта – это существенное обогащение этих проб мышьяком (Кс = 2,0), германием (Кс = 2,0), бором (Кс = 1,6), молибденом (Кс = 1,6), марганцем (Кс = 1,5) и железом (Кс = 1,2). Такая ассоциация элементов может указывать на тесную связь с подземными минерализованными водами и восстановительную (глеевую) обстановку в источнике этих вод.

Поведение редкоземельных элементов для данной группы (их концентрации существенно ниже, чем в среднем по реке) также говорит о том, что данные воды в меньшей степени связаны с процессами смыва почвенного покрова (миграция в составе тонкодисперсной взвеси или коллоидных частиц глинистых минералов), а имеют выраженный «глубинный» след. Склонность

РЗЭ к образованию комплексных соединений, в том числе и коллоидов и высокая сорбционная способность таких дисперсных систем, вероятно является определяющим фактором более низких концентраций элементов группы лантаноидов в природных водах Предверхоянского прогиба в зонах субаквальной разгрузки подземных вод, что наглядно продемонстрировано на рисунке 50.

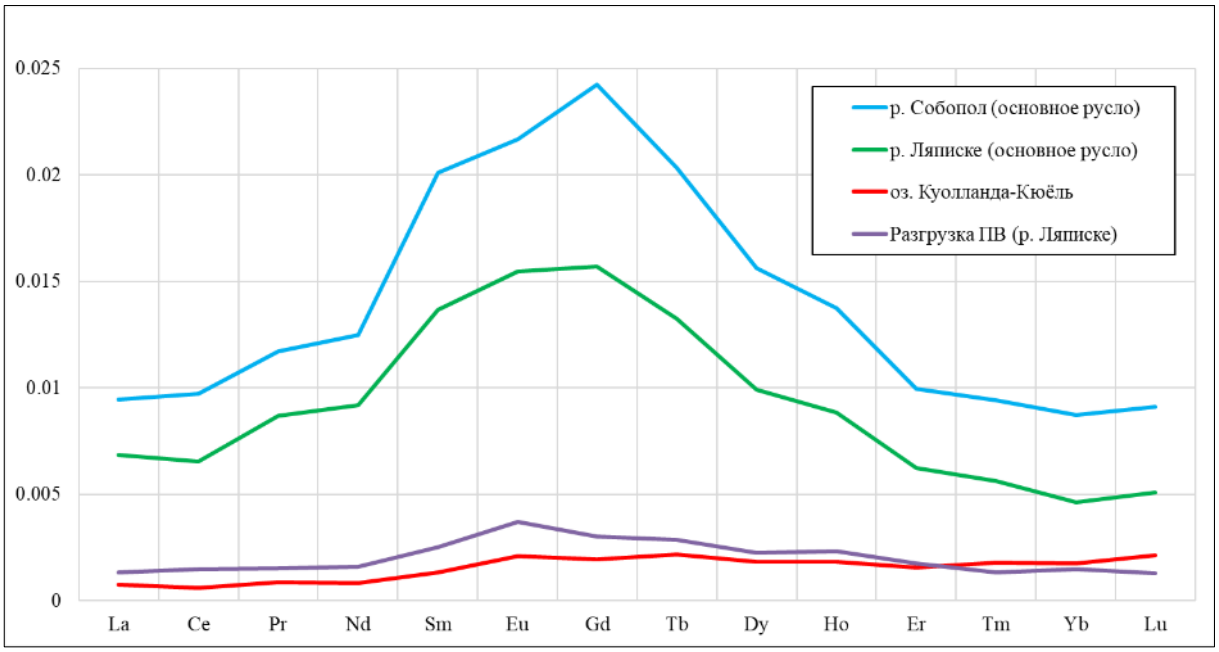


Рисунок 50 – Нормализованные относительно NASC графики РЗЭ
в природных водах бассейнов рек Соболох-Маян и Ляписке

Принципиальная схема возможного обогащения природных вод Предверхоянского прогиба путем субаквальной разгрузки ПВ глубоких горизонтов по тектонически ослабленным зонам показана на рисунке 51.

Выявленные по гидрогеохимическим данным участки разгрузки подземных вод, подтверждаются и результатами опробования газов ворошения донных осадков. Так, в районе оз. Куолланда-Кюёль проба газа Соб-015 показала высокое содержание метана (21,9 % об.) и суммы ТУ (3,6 × 10-4 % об.). В бассейне р. Ляписке, в зоне проявления вод обогащенных ионами хлора и натрия в газовых пробах также отмечено повышенное содержания метана и суммы ТУ – до 49,2 % об. и 6,6 × 10^{-4} % об. соответственно при пересечении Кутурчинского хребта (проба Лям-80) и до 14,0-70,8 % об. и 5,1-8,6 × 10^{-4} % об. на участке пересечения Усть-Вилюйского хребта (пробы Лям-94, Лям-100, Лям-102/1 и Лям-102/2).

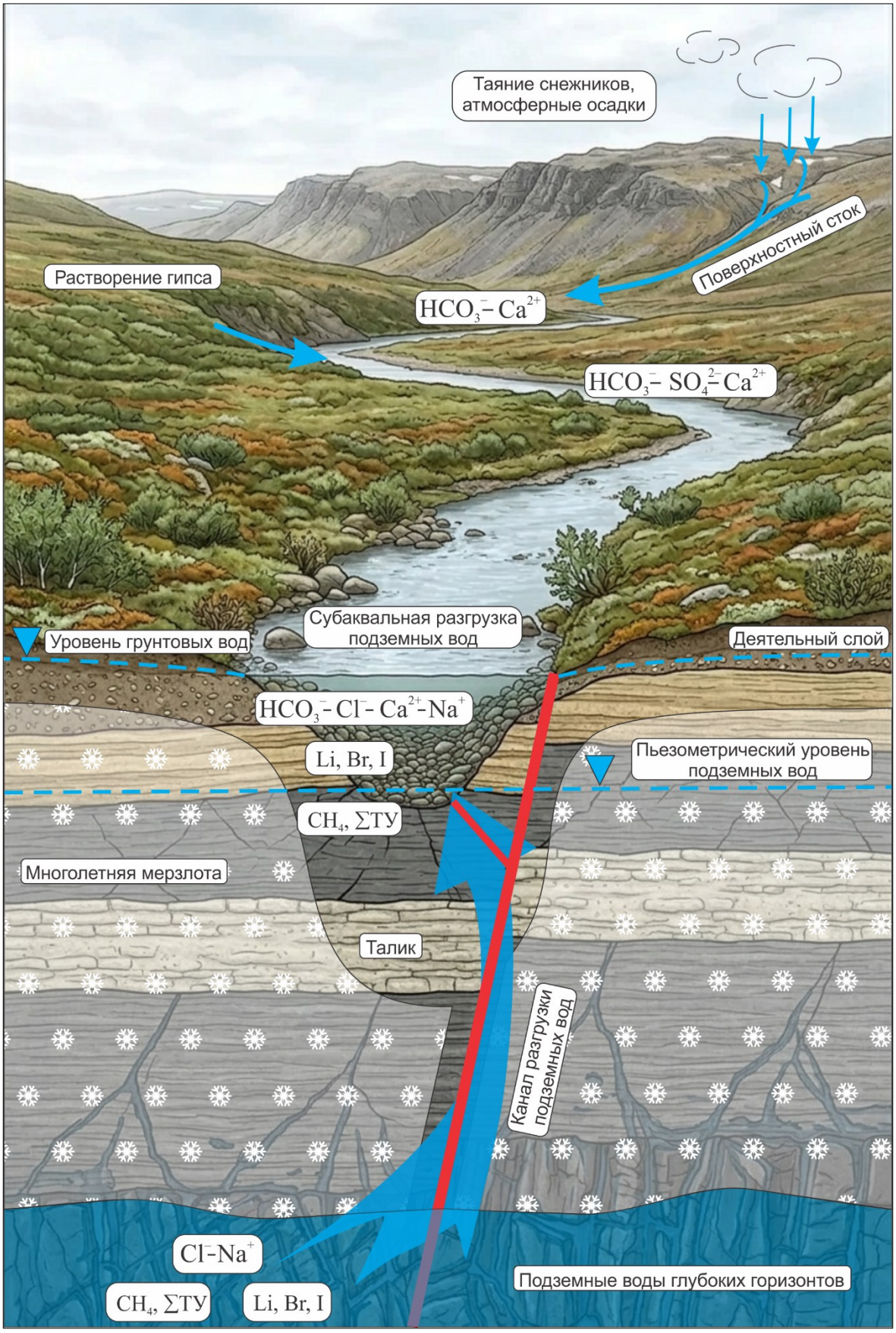


Рисунок 51 – Принципиальная схема субаквальной разгрузки ПВ
в условиях Предверхоянского прогиба.

7.2 Признаки потенциальной нефтегазоносности Предверхоянского прогиба

Природные воды выступают важным носителем информации о процессах взаимодействия в системе «вода – порода – органическое вещество». Ионно-солевой, газовый состав, содержания микроэлементов и растворенных органических веществ отражает условия их формирования. Оценка потенциальной нефтегазоносности слабоизученных территорий по данным гидрогеохимического опробования, основана на выявлении в приповерхностных средах индикаторов глубинной разгрузки и признаков углеводородных компонентов. Особое значение для условий Предверхоянсого прогиба в рамках данного подхода приобретает изучение в природных водах содержаний ароматических углеводородов таких как бензол и толуол. Эти соединения обладают высокой информативностью. Их обнаружение и повышенные концентрации могут рассматриваться как один из основных геохимических признаков указывающих на функционирование углеводородных систем.

Комплексная интерпретация всей гидрогеохимической информации с учетом данных макро и микрокомпонентного состава природных вод, состава газов ворошения донных осадков и концентраций ароматических углеводородов позволяет уточнить представления о гидродинамических условиях исследуемой территории, выявить участки возможной вертикальной миграции глубинных углеводородных флюидов и наметить перспективные зоны для дальнейших нефтегазопоисковых работ.

На рисунке 52 представлена схема газогидрогеохимических аномалий по результатам работ в бассейне р. Соболох-Маян. В восточной части, в пределах интенсивно дислоцированных пород Верхояно-Колымской складчатой зоны выделяется комплексная гидрогеохимическая аномалия озера Куолланда-Кюёль. Это зона интенсивной разгрузки подземных вод что подтверждается прежде всего хлоридным, кальциево-натриевым химическим составом изучены проб в данной области. Подземные воды подобного состава были изучены при опробовании мелового терригенного водоносного комплекса в Усть-Вилюйской скважине №6. На глубинный источник поступления компонентов в природные воды данной зоны указывает и микроэлементный состав, обогащенный литием, бромом, йодом и стронцием, а также заметно более низки содержания РЗЭ.

По данным опробования газов ворошения донных осадков, наиболее контрастно выделяется участок пересечения долиной р. Соболох-Маян краевой зоны Предверхоянского прогиба с резкой сменой тектонической обстановки. Это зона передовых надвигов, где происходит переход от сложно построенной, раздробленной многочисленными тектоническими нарушениями области западного Верхоянья к относительно однородной области распространения меловых отложений в пределах восточной части Предверхоянского предгорного прогиба.

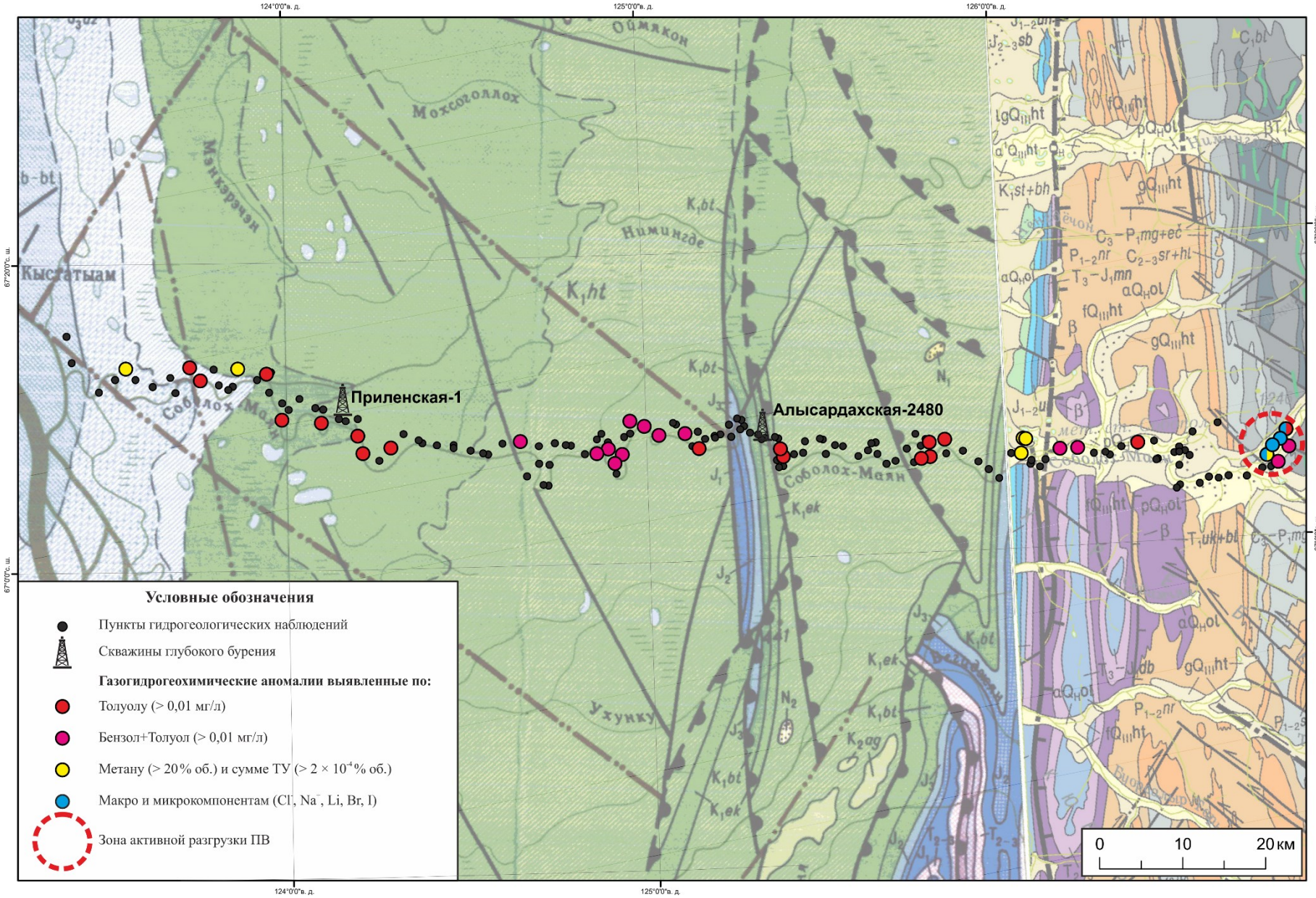


Рисунок 52 – Схема газогидрогеохимических аномалий по результатам работ в бассейне р. Соболох-Маян

Три последовательно отобранные в этой зоне пробы газа донного ворошения (Соб-040, Соб-041 и Соб-042) показали высокие содержания метана (> 20 % об.) и сумы ТУ (> 2×10^{-4} % об.).

На присутствие в разрезе углеводородов указывает и практически повсеместное обнаружение в пробах воды ароматических углеводородов. Наиболее перспективной с точки зрения поисков залежей УВ можно считать область к западу от Алысардахской скв. №2480, где на 10-километровом участке долины р. Соболох-Маян отмечены пробы воды с суммарным содержанием бензола и толуола более 0,01 мг/л.

На рисунке 53 представлена схема газогидрогеохимических аномалий по результатам работ в бассейне р. Ляписке.

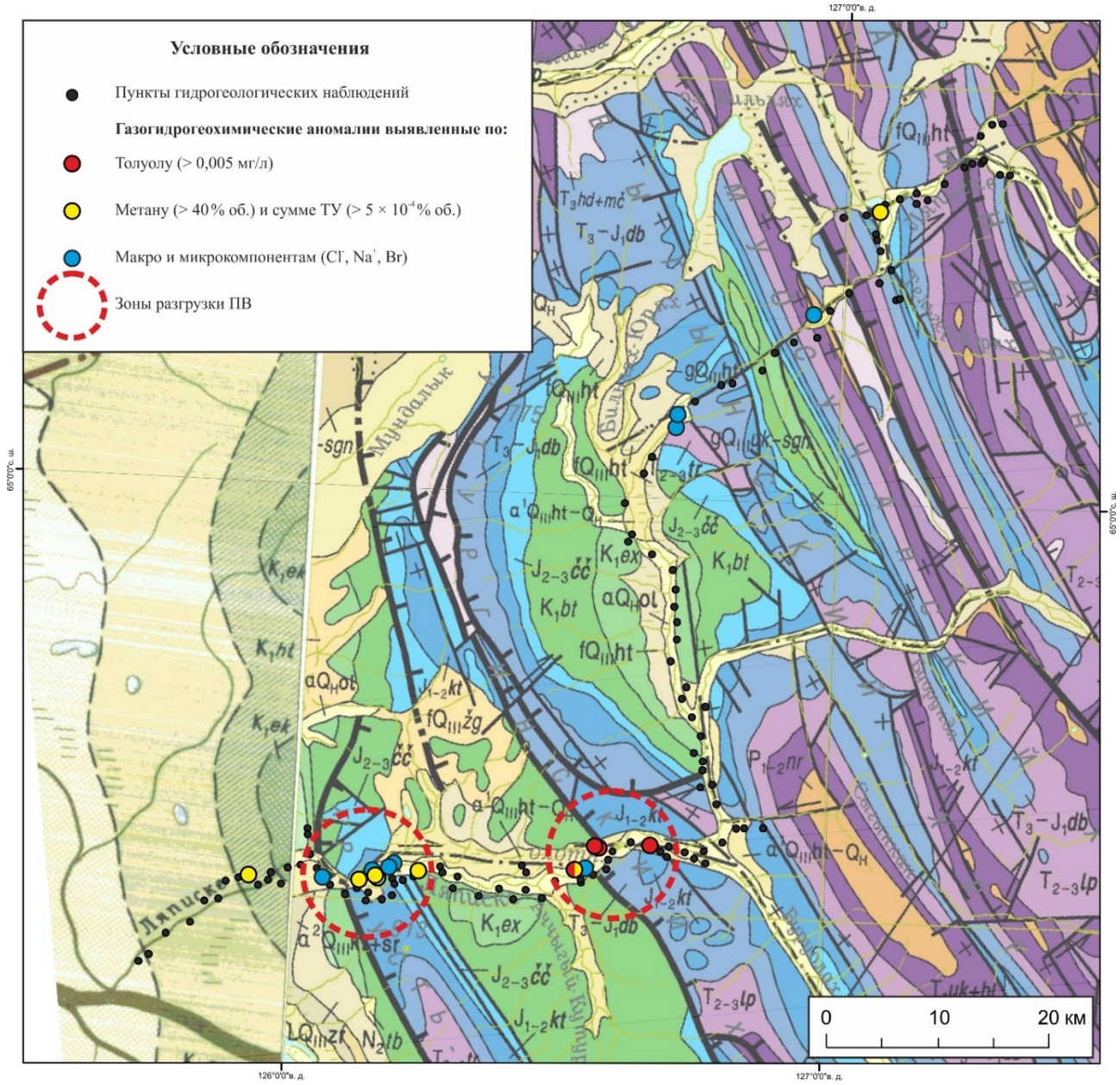


Рисунок 53 – Схема газогидрогеохимических аномалий по результатам работ в бассейне р.Ляписке

Большая часть выявленных аномалий тяготеет к зонам разгрузки подземных вод, выявленных на участках пересечения долиной реки краевых структур Верхоянья. Пространственное совмещение аномалий по химическому составу воды (Cl, Na, Br) с проявлениями метана и ТУ в газовых пробах ворошения донных осадков указывает на активные процессы восходящей миграции флюидов из более глубокопогруженных горизонтов по тектонически ослабленным зонам. Аномалии по содержанию толуола (> 0,005 мг/л) встречены локально на участке пересечения долиной р. Ляписке структур Кутургинского хребта.

Наиболее контрастно выглядит аномалия толуола, выявленная в районе Томпорукской антиклинали в нижнем течении р. Томпо. Во всех пробах воды, отобранных на 10-километровом участке реки после ее пересечения Томпорукской структуры, выявленной по данным гравиметрической съемки, отмечаются аномальные содержания толуола – от 0,07 до 0,6 мг/л. (Рисунок 54). Поисковое значение этого показателя подтверждают данные колонкового бурения на Томпорукской площади, где в керне обнаружены капельные выделения битумов (Рисунок 19).

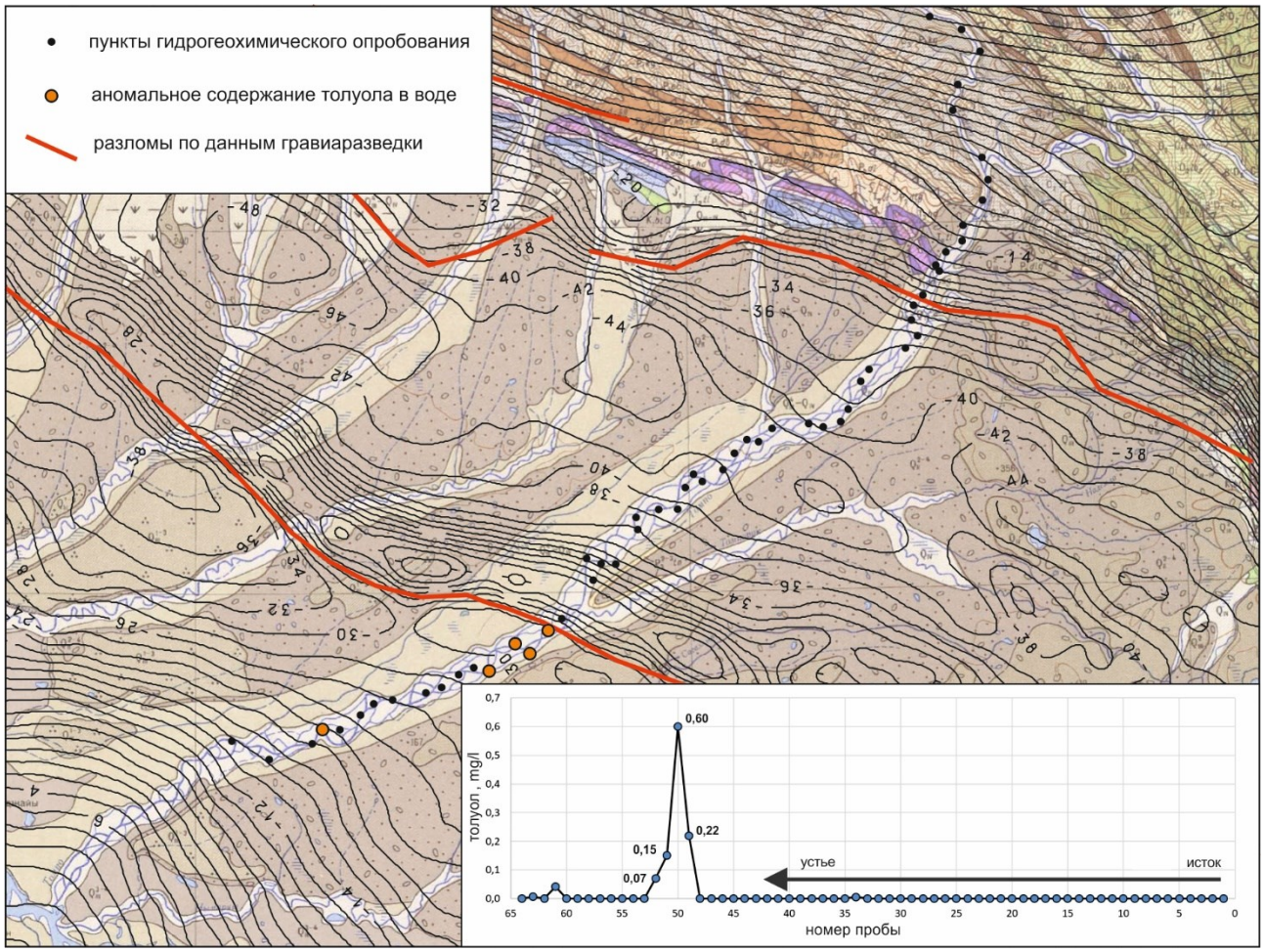


Рисунок 54 – Содержание толуола в природных водах бассейна р. Томпо

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, исследования показали, что химический состав природных вод Предверхоянского прогиба, изученный в пределах бассейнов рек Томпо, Ляписке и Соболох-Маян достаточно разнообразен. Величина pH изменяется от 5,5 до 8,4 при среднем значении 7,2. Среднее значение Eh 186 мВ. Общая минерализация изученных вод, как правило, не превышает 200 мг/л, а преобладающее значение имеют традиционные для поверхностных вод ионы Ca^{2+}, Mg^{2+} и HCO_3^-. В верховьях изученных рек, где отмечены выходы гипсосодержащих горных пород доминирует сульфат-ион. Воды хлоридного натриевого и гидрокарбонатного натриевого состава, опробованные в долинах рек Ляписке и Соболох-Маян, а также обогащенный тяжелыми углеводородами газовый состав донных осадков, указывают на современные процессы восходящей разгрузки глубинных флюидов из толщ в основании осадочного чехла по проницаемым зонам, связанным со складчато-надвиговыми дислокациями сочленения Сибирской платформы с передовыми структурами Верхоянья.

Концентрация большинства рассматриваемых микроэлементов находится на уровне или же несколько ниже кларка речных вод. Исключением являются элементы-гидролизаты такие как Sc, Y, Fe, Pb, Al и все элементы группы лантаноидов содержания, которых заметно выше, что обусловлено прежде всего формой их переноса в виде тонкодисперсной взвеси и коллоидов. Тесная связь природных вод исследуемого объекта с поземными водами глубоких горизонтов проявляется высокими концентрациями Br, Li, Sr и I отмеченными на участках субаквальной разгрузки в озеро Куолланда-Кюёль (бассейн р. Соболох-Маян) и бассейне р. Ляписке в зоне ее пересечения краевых структур Китчанского выступа.

В результате гидрогеохимических исследований установлена распространенность бензола и толуола в природных водах восточной периферии Сибирской платформы. Толуол в значительных концентрациях был обнаружен во всех без исключения опробуемых объектах (32% исследуемых проб), в то время как бензол только в 12% проб. Полное отсутствие бензола (<0,001 мг/л) отмечается во всех пробах природных водах бассейнов рек Томпо и Ляписке, что возможно связано с затруднениями его миграции в приповерхностные среды, вероятно из-за наличия мощной толщи многолетнемерзлых пород. Совместные проявления бензола и толуола отмечены при опробовании южных территорий (бассейны рек Аллах-Юнь и Хамна), где мощность ММП ниже, и за счет плотного теплового потока над активными разломами могут быть сформированы сквозные таликовые зоны.

В качестве наиболее перспективных участков для постановки более детальных поисково-разведочных работ можно выделить Томпорукскую структуру в среднем течении р. Томпо, где были выявлены наиболее высокие концентрации толуола (до 0,6 мг/л при среднем содержании

0,156 мг/л) и западную часть Алысардахского вала в бассейне р. Соболох-Маян, где на 10-километровом участке отмечены пробы воды с суммарным содержанием бензола и толуола более 0,01 мг/л.

В целом, полученные в ходе гидрогеохимических работ результаты указывают на положительные перспективы нефтегазоносности территории восточного обрамления Сибирской платформы в границах исследуемого района Предверхоянского прогиба.

К неоспоримым преимуществам гидрогеохимического опробования по поверхностным водотокам можно отнести дешевизну и высокую скорость проведения работ. Данные о локализации очагов глубинной разгрузки подземных вод расширяют возможности оценки нефтегазоносности слабоизученных территорий. Результаты исследований могут применяться для выделения и ранжирования перспективных площадей, а также для обоснования направлений дальнейших геофизических исследований и бурения. На основе представленного опыта рекомендуется шире применять эти методы для опережающей рекогносцировочной оценки малоизученных территорий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анциферов, А. С. Гидрогеологические критерии нефтегазоносности венд-кембрийских отложений Сибирской платформы : автореф. дис. … д-ра геол.-минерал. наук : 04.00.06 / А. С. Анциферов. – Иркутск ; Москва, 1982.
2. Анциферов, А. С. Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы / А. С. Анциферов. – Москва : Недра, 1989.
3. Архангельский, А. Д. Схема тектоники СССР / А. Д. Архангельский, Н. С. Шатский // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический. – 1933. – Ч. II, вып. 4.
4. Атласов, Р. А. Об основных результатах глубокого бурения на территории Предверхоянской нефтегазоносной области / Р. А. Атласов, М. В. Николаева, А. Г. Иванов, С. С. Бердыев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – № 1 (147). – С. 9–27.
5. Басков, Е. А. Минеральные воды и палеогидрогеология Сибирской платформы / Е. А. Басков. – Ленинград : Недра, Ленингр. отд-ние, 1977. – 208 с. – (Труды ВСЕГЕИ ; новая серия, т. 234).
6. Баес, К. Ф. Гидролиз катионов / К. Ф. Баес, Р. Е. Месмер. – New York : Wiley, 1976.
7. Будников, И. В. Осуществить генетический анализ осадочных бассейнов и разработать стратиграфические схемы фанерозоя нового поколения : отчет о научно-исследовательской работе / И. В. Будников. – Новосибирск, 2009. – Росгеолфонд № 493660
8. Букаты, М. Б. Методика гидрогеологических исследований при поисках и разведке месторождений углеводородов : учебное пособие / М. Б. Букаты, В. А. Зуев. – Томск : Изд-во ТПИ, 1989. – 94 с.
9. Букаты, М. Б. Геология и геохимия подземных рассолов западной части Сибирской платформы : автореф. дис. … д-ра геол.-минерал. наук : 04.00.06 / М. Б. Букаты. – Томск, 1999.
10. Вожов, В. И. Возможности применения газогидрохимических поисков нефтегазовых залежей на Сибирской платформе // Литология и геохимия нефтегазоносных областей Сибири. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1974. – С. 79–82.
11. Вожов, В. И. Гидрогеологические условия месторождений нефти и газа Сибирской платформы / В. И. Вожов. – Москва : Недра, 1987. – 204 с.
12. Вожов, В. И. Гидрогеологические исследования в Сибири / В. И. Вожов, В. Г. Иванов, А. И. Сурнин, О. В. Шиганова // Сибирский институт геологии, геофизики и

минерального сырья за 40 лет (1957–1997). – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1997. – Т. 1. – С. 168–182.

13. Вожов, В. И. Подземные воды и гидроминеральное сырье Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции : автореф. дис. … д-ра геол.-минерал. наук : 04.00.06 / В. И. Вожов. – Новосибирск, 1999.
14. Геологическое строение и нефтегазоносность краевых прогибов / под ред. Н. А. Еременко. – Москва : Наука, 1980. – 233 с.
15. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А. С. Анциферов, В. Е. Бакин, И. П. Варламов [и др.]. – Москва : Недра, 1981. – 552 с.
16. Гидрогеология СССР. Том 20. Якутская АССР / под ред. А. И. Ефимова, И. К. Зайцева. – Москва : Недра, 1970. – 384 с.
17. Гидрогеологическая карта Российской Федерации : масштаб 1:2 500 000 / гл. ред. В. А. Куренной ; – Москва : ВСЕГИНГЕО, 2008. – 1 карта : цв. ; 4 л.
18. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 1 000 000 (Новая серия). Лист P-52, 53 – Якутск. – Санкт-Петербург : Изд-во ВСЕГЕИ, 1998.
19. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Верхояно-Колымская. Лист P-53 – Хандыга. – Санкт-Петербург : Изд-во ВСЕГЕИ, 2021.
20. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Анабаро-Вилюйская. Лист Q-51 – Жиганск. – Санкт-Петербург : Институт Карпинского, 2024.
21. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Верхояно-Колымская. Лист Q-52 – Верхоянские цепи. – Санкт-Петербург : Изд-во ВСЕГЕИ, 2009.
22. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Верхояно-Колымская. Лист Q-53 – Верхоянск. – Санкт-Петербург : Изд-во ВСЕГЕИ, 2016.
23. Гресов, А. И. Геолого-промышленная оценка метаноресурсного потенциала и перспектив углеметанового промысла в углегазоносных бассейнах Северо-Востока России : автореф. дис. … д-ра геол.-минерал. наук : 25.00.16 / А. И. Гресов. – Томск, 2014. – 51 с
24. Данилов, В. Н. Геологическое строение краевых прогибов. Общие черты и отличия / В. Н. Данилов // Вести газовой науки. – 2010. – № 2(5). – С. 269–279.

25. Жильцова, А. А. Геохимическое прогнозирование залежей нефти по аномалиям ароматических углеводородов / А. А. Жильцова, Ю. В. Коржов, В. И. Исаев // Разведка и охрана недр. – 2011. – № 1. – С. 18–20.
26. Зуев, В. А. Гидрогеохимия зоны гипергенеза и особенности формирования приповерхностных аномалий западной части Тунгусского артезианского бассейна : дис. … канд. геол.-минерал. наук : 04.00.06 / В. А. Зуев. – Томск, 1986. – 306 с.
27. Зуев, В. А. К вопросу о прямых геохимических поисках нефти и газа / В. А. Зуев // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305, вып. 8 : Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 201–205.
28. Зуев, В. А. Факторы формирования углеводородных аномалий / В. А. Зуев // XIII совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока. – Иркутск ; Томск, 1991. – С. 131.
29. Зуев, В. А. Методические основы гидрогеохимической нефтегазопоисковой съемки в Тунгусском бассейне / В. А. Зуев, А. Д. Назаров, Г. М. Рогов // Гидрогеохимические поиски месторождений полезных ископаемых. – Новосибирск : Наука, 1990. – С. 126–142.
30. Иванов, В. В. Экологическая геохимия элементов : справочник : в 6 кн. Кн. 5 : Редкие d-элементы / В. В. Иванов ; под ред. Э. К. Буренкова. – Москва : Экология, 1997. – 576 с.
31. Калинин, А. И. Прямые газогеохимические поиски ароматических углеводородов в свете перспектив нефтегазоносности северного склона Якутского поднятия / А. И. Калинин, А. И. Сивцев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12, № 2. – С. 1–16.
32. Калинин, А. И. Прямые признаки нефтегазоносности (проявления газов, битумов) северо-Востока Якутии и прилегающего восточно-Сибирского шельфа / А. И. Калинин, М. И. Слепцова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2021. – № 8-1(110). – С. 199-202.
33. Карцев, А. А. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов : учебник для вузов / А. А. Карцев, С. Б. Вагин, В. М. Матусевич. – Москва : Недра, 1986. – 224 с.
34. Кокоулин, М. Л. Условия формирования крупных зон нефтегазонакопления восточной части Сибирской платформы / М. Л. Кокоулин, З. Е. Баранова, С. В. Головин [и др.]. – Ленинград, 1982.
35. Конторович, А. Э. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А. Э. Конторович, В. С. Сурков, А. А. Трофимук. – Москва : Недра, 1981. – 552 с.

36. Конторович, А. Э. Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы / А. Э. Конторович, Н. В. Мельников, В. С. Старосельцев // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. – Новосибирск, 1975. – С. 4–21.
37. Кох, А. А. Геохимия подземных вод нефтегазоносных отложений западной части Енисей-Хатангского бассейна : автореф. дис. … канд. геол.-минерал. наук : 25.00.07 / А. А. Кох. – Томск, 2014.
38. Кряжев, А. А. Картирование зон глубинной разгрузки гидрогеохимическими методами в Ангарской зоне складок / А. А. Кряжев, Д. С. Малков, А. И. Сурнин // Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: от В. А. Обручева, М. А. Усова, Н. Н. Урванцева до наших дней : материалы Всероссийского форума с международным участием, Томск, 24–27 сентября 2013 г. – Томск : Изд-во ТПУ, 2013. – С. 516–519.
39. Кряжев, А. А. Придонное гидрогеохимическое опробование водохранилищ Ангарского каскада / А. А. Кряжев, Д. С. Малков, И. В. Литвинова, И. А. Хилько // Подземная гидросфера : материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России, Екатеринбург, 21–28 июня 2024 г. – Екатеринбург : ИГД УрО РАН, 2024. – С. 136–141.
40. Курчиков, А. Р. Связь полей распределения содержания бензола и толуола в подпочвенных глинах с нефтеносностью отложений на примере месторождений юга Западной Сибири / А. Р. Курчиков, Р. И. Тимшанов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 10. – С. 10–18.
41. Лавров, Г. Д. Об условиях формирования залежей газа и нефти в Вилюйской синеклизе и Приверхоянском прогибе / Г. Д. Лавров, В. В. Забалуев, Л. А. Грубов [и др.] // Труды ВНИГРИ. – 1976. – № 385. – С. 6–20.
42. Малков, Д. С. Бензол, толуол в природных водах восточного обрамления Сибирской платформы в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности / Д. С. Малков, А. И. Сурнин, Н. В. Гусева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336, № 7.
43. Малков, Д. С. Гидрогеохимическая характеристика поверхностных вод Предсеттедабанского прогиба в свете перспектив нефтегазоносности / Д. С. Малков, А. А. Кряжев, А. И. Сурнин // Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: от В. А. Обручева, М. А. Усова, Н. Н. Урванцева до наших дней : материалы Всероссийского форума с международным участием, Томск, 24–27 сентября 2013 г. – Томск : Изд-во ТПУ, 2013. – С. 524–528.
44. Малков, Д. С. Положительная оценка перспектив нефтегазоносности Предсеттедабанского прогиба по данным гидрогеохимического опробования / Д. С.

Малков // Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири : материалы 1-й научно-практической конференции. Т. 2. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2014. – С. 132–135.

45. Малков, Д. С. Предварительная оценка перспектив нефтегазоносности Северо-Хандыгского ЛУ по данным гидрогеохимического опробования / Д. С. Малков // Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири : материалы 2-й научно-практической конференции. Т. 2. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2015. – С. 74–76.
46. Малков, Д. С. Химический состав воды озера Куолланда-Кюёль, Предверхоянский прогиб, Якутия / Д. С. Малков // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXVII Международного молодежного научного симпозиума имени академика М. А. Усова, Томск, 03–07 апреля 2023 г. – Томск : Изд-во ТПУ, 2023. – С. 154–155.
47. Малков, Д. С. Химический состав природных вод восточного обрамления Сибирской платформы, Предверхоянский прогиб / Д. С. Малков, А. И. Сурнин, Н. В. Гусева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335, № 11. – С. 197–209.
48. Матусевич, В. М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна : дис. … д-ра геол.-минерал. наук : 04.00.00 / В. М. Матусевич. – Тюмень, 1971.
49. Методические рекомендации по гелиевой съемке с применением магниторазрядного индикатора ИНГЕМ-1 / сост.: А. И. Фридман, В. Л. Резников, Г. И. Войтов [и др.] ; под ред. И. Н. Яницкого. – Москва : ВНИИЯГГ, 1985. – 48 с.
50. Методические рекомендации по применению малогабаритного магниторазрядного индикатора гелия ИНГЕМ-1 при поисках и разведке месторождений полезных ископаемых / Всесоюзный научно-исследовательский институт минерального сырья ; сост. В. М. Яницкий [и др.]. – Москва : ВИМС, 1980. – 24 с.
51. Мигурский, Ф. А. Обоснование региональных исследований нефтегазоносности Предверхоянского перикратонного прогиба / Ф. А. Мигурский, Е. М. Якупова // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 18–25.
52. Мигурский, Ф. А. Новые данные о геологическом строении антиклинальных структур северной части Предверхоянского перикратонного прогиба / Ф. А. Мигурский, Е. М. Якупова // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 31–36.
53. Назаров, А. Д. Гидрогеохимические условия нефтегазоносных районов Томской области : автореф. дис. … канд. геол.-минерал. наук : 06.06 / А. Д. Назаров ; Томский политехнический институт им. С. М. Кирова. – Томск, 1972.
54. Назаров, А. Д. Нефтепоисковая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А. Д. Назаров. – Москва : Идея-Пресс, 2004. – 280 с

55. Найденов, Л. Ф. Перспективы нефтегазоносности осадочного чехла и прогноз ловушек углеводородов в северных и центральных районах Предверхоянского краевого прогиба / Л. Ф. Найденов // Геология нефти и газа. – 2021. – № 6. – С. 25–36.
56. Натапов, Л. М. Тектоника Приверхоянского прогиба: в связи с перспективами нефтегазоносности : диссертация ... кандидата геолого-минералогических наук / Л. М. Натапов. – Москва, 1967. – 392 с.
57. Натапов, Л. М. Перспективы северо-восточной части Сибирской платформы и северной ветви Предверхоянского прогиба на нефть и газ / Л. М. Натапов, Б. Н. Леонов, И. М. Битерман // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. – Москва : Недра, 1968. – С. 299–305.
58. Наумов, А. Н. О характере сочленения Верхоянской складчатой системы и Приверхоянского передового прогиба в районе западного склона хребта Орулган / А. Н. Наумов // Труды НИИГА. – 1962. – Т. 130, № 19. – С. 91–98.
59. Новиков, Д. А. Геохимия подземных вод нефтегазоносных отложений северных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна : автореф. дис. … д-ра геол.-минерал. наук : 1.6.6 / Д. А. Новиков ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2025.
60. Обухов, В. В. Отчет по результатам колонкового бурения на площади Томпорукской гравитационной аномалии за 1960–1961 гг. / В. В. Обухов. – пос. Хандыга, 1962. – 223 с.
61. Перельман, А. И. Геохимия : учебник для геологических специальностей средних специальных учебных заведений / А. И. Перельман. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Высшая школа, 1989. – 528 с.
62. Перспективы нефтегазоносности верхней части разреза Предверхоянского прогиба / Д. М. Петров, А. И. Сивцев // Рифтогенез, орогенез и сопутствующие процессы : материалы конференции, Иркутск, 14–15 октября 2019 г. – Иркутск : Институт земной коры СО РАН, 2019. – С. 127–129.
63. Перспективы нефтегазоносных территорий восточного обрамления Сибирской платформы по материалам геологоразведочных работ последних лет / А. В. Погодаев, Р. Ф. Севостьянова, М. И. Слепцова, А. М. Жарков, К. А. Павлова // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М. К. Аммосова. Серия: Науки о Земле. – 2024. – № 4(36). – С. 33–48.
64. Попов, В. Г. Гелиевые исследования в гидрогеологии / В. Г. Попов. – Москва : Недра, 1990. – 176 с.
65. Проблемы тектоники и нефтегазоносности краевых прогибов / М. И. Варенцов, С. М. Дорошко, И. К. Королюк, А. Д. Сидров. – Москва : Недра, 1973. – 231 с.

66. Пущаровский, Ю. М. Приверхоянский краевой прогиб и мезозоиды Северо-Восточной Азии : автореф. дис. … д-ра геол.-минерал. наук / Ю. М. Пущаровский ; Геологический институт АН СССР. – Москва : [б. и.], 1958.
67. Пущаровский, Ю. М. Краевые прогибы, их тектоническое строение и развитие / Ю. М. Пущаровский // Труды Геологического института АН СССР. – 1959. – Вып. 28. – 154 с.
68. Региональные геофизические исследования Предверхоянского краевого прогиба и Вилюйской синеклизы – основа оптимизации дальнейших работ на нефть и газ в регионе / В. А. Трофимов, Ф. Ф. Закиров, В. И. Косовцев, Л. Ю. Колесниченко // ГеоЕвразия 2018 : материалы конференции. – Москва : ПолиПРЕСС, 2018. – С. 64–67.
69. Ресурсы поверхностных вод СССР : гидрологическая изученность. Т. 17. Ленско-Индигирский район. Вып. 3. Бассейн р. Алдан / под ред. И. В. Осиповой. – Ленинград : Гидрометеоиздат, 1966. – 210 с.
70. Ресурсы поверхностных вод СССР : гидрологическая изученность. Т. 17. Ленско-Индигирский район. Вып. 5. Нижняя Лена, бассейн р. Лены ниже устья р. Вилюй / под ред. А. С. Шароглазова. – Ленинград : Гидрометеоиздат, 1965. – 120 с.
71. Рудых, И. В. Применение геохимических методов прямого прогнозирования залежей углеводородов западной Якутии / И. В. Рудых // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М. К. Аммосова. Серия: Науки о Земле. – 2023. – № 3 (31). – С. 24–28.
72. Сафронов, А. Ф. Геология и перспективы нефтегазоносности северной части Предверхоянского прогиба / А. Ф. Сафронов. – Новосибирск : Наука, 1974. – 112 с.
73. Сафронов, А. Ф. Перспективы наращивания сырьевой базы нефтегазодобычи на территории РС (Я) / А. Ф. Сафронов // Наука и техника в Якутии. – 2009. – № 2 (17). – С. 15–21.
74. Сивцев, А. И. Прямые геохимические исследования в Вилюйской синеклизе / А. И. Сивцев, А. И. Калинин // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М. К. Аммосова. Серия: Науки о Земле. – 2024. – № 2(34). – С. 13–24.
75. Сивцев, А. И. Опыт разработки и перспективы освоения остаточных запасов Усть-Вилюйского газового месторождения / А. И. Сивцев, И. И. Рожин, Т. И. Кокорина [и др.] // Международный научно-исследовательский журнал. – 2025. – № 11 (161).
76. Силантьев, Ю. Б. Особенности формирования углеводородных систем краевых прогибов / Ю. Б. Силантьев, Е. В. Ившина // Вести газовой науки. – 2010. – № 2(5). – С. 288–292.
77. Ситников, В. С. Новые данные о тектонике и перспективах нефтегазоносности территории сочленения Северо-Алданской, Вилюйской и Предверхоянской НГО / В. С.

Ситников, А. В. Погодаев, И. А. Кушмар // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России : материалы VIII Всероссийской научно-практической конференции, Якутск, 18–20 апреля 2018 г. – Якутск : СВФУ, 2018. – С. 330–333.

78. Сластенов, Ю. Л. К стратиграфии юрских отложений Лено-Вилюйской нефтегазоносной области / Ю. Л. Сластенов, Л. Я. Трушкова, В. В. Граусман // Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений в Якутской АССР. – Якутск : Якут. филиал Сиб. отделения АН СССР, 1976. – С. 143–149.
79. Соколов, Б. А. История нефтегазообразования и нефтегазонакопления в мезозойских прогибах востока Сибирской платформы / Б. А. Соколов, А. Ф. Сафронов, А. А. Трофимук [и др.] // Геология и геофизика. – 1986. – Т. 27, № 1. – С. 48–54.
80. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система / А. М. Казаков, А. Г. Константинов, Н. И. Курушин, Н. К. Могучева, Е. С. Соболев, А. Ф. Фрадкина, А. В. Ядренкин, В. П. Девятов, Л. В. Смирнов. – Новосибирск : ОИГГМ СО РАН, 2002. – 322 с.
81. Сурнин, А. И. Гидрогеологические критерии нефтегазоносности Вилюйской синеклизы : автореф. дис. … канд. геол.-минерал. наук : 04.00.06 / А. И. Сурнин ; Томский политехнический институт им. С. М. Кирова. – Томск, 1986.
82. Сурнин, А. И. Картирование зон и очагов глубинной разгрузки южной части Сибирской платформы / А. И. Сурнин, И. В. Литвинова, Д. С. Малков [и др.] // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2016. – № 1. – С. 16–25.
83. Сурнин, А. И. Гидрогеологические нефтегазопоисковые исследования в Сибири / А. И. Сурнин, И. В. Литвинова // Сборник трудов I Научно-практической конференции по вопросам водообеспечения (гидрогеологии), Ижевск, 09–10 апреля 2019 г. – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2019. – С. 90–96.
84. Тимшанов, Р. И. Особенности распределения бензола и толуола в подпочвенных глинах как поисковый критерий нефтеносности на юге Западной Сибири : автореф. дис. … канд. геол.-минерал. наук : 25.00.09 / Р. И. Тимшанов. – Новосибирск, 2014.
85. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) / отв. ред. Л. М. Парфенов, М. И. Кузьмин. – Москва : МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. – 571 с.
86. Тектоника Якутии / К. Б. Мокшанцев, Д. К. Горнштейн, Г. С. Гусев [и др.] ; отв. ред. Ю. Н. Трушков ; АН СССР, Сиб. отд-ние, Якут. фил., Ин-т геологии. – Новосибирск : Наука, Сиб. отд-ние, 1975. – 196 с.

87. Тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы [Карты] / АО «СНИИГГиМС» ; под ред. В. С. Старосельцева. – Новосибирск : АО «СНИИГГиМС», 2021
88. Терещенко, А. Е. Перспективы нефтегазоносности Соболох-Маянской площади, Предверхоянский краевой прогиб, по результатам региональных сейсморазведочных работ 2022–2023 годов / А. Е. Терещенко // Сейсморазведка в Сибири и за её пределами : материалы научно-практической конференции, Красноярск, 22–25 октября 2024 г. – Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2025. – С. 53–58.
89. Филатов, С. С. Гидрогеохимические исследования донных осадков континентальных водоёмов Сибирской платформы с целью поисков нефти и газа / С. С. Филатов, Л. А. Грубов, М. С. Крайчик, В. П. Белоглазов, О. А. Бабошина // Геохимические методы поисков месторождений нефти и газа. – Москва : Наука, 1983. – С. 141–145.
90. Филатов, С. С. Поверхностные газогеохимические показатели при поисках зон нефтегазонакопления в слабоизученных районах Западной Якутии / С. С. Филатов, Л. А. Грубов, В. С. Лебедев, И. В. Степаненко // Комплексные геохимические нефтегазопоисковые исследования субаквальных площадей. – Ленинград : ВНИГРИ, 1985. – С. 113
91. Шапорина, М. Н. Геолого-геофизические особенности строения Предверхоянского краевого прогиба и прилегающих территорий по данным нового сейсморазведочного речного профиля МОГТ-2D и переинтерпретации архивных материалов / М. Н. Шапорина, Е. В. Мосягин, О. Г. Садур, В. Н. Беспечный // Геология нефти и газа. – 2021. – № 5. – С. 55–73.
92. Шатский, Н. С. О структурных связях платформы со складчатыми геосинклинальными областями / Н. С. Шатский // Известия Академии наук СССР. Серия геологическая. – 1947. – № 5.
93. Гидрогеохимия зоны гипергенеза / С. Л. Шварцев. – Москва : Недра, 1998. – 366 с.
94. Щепелин, М. А. Геологическое строение и перспективы открытия месторождения в южной части Предверхоянской нефтегазоносной области, Республика Саха (Якутия) / М. А. Щепелин, Е. А. Делиу, Г. Р. Хуснуллина // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности : материалы конференции, Москва, 17–19 октября 2022 г. – Москва : ИПНГ РАН, 2022. – С. 380–383.
95. Шурыгин, Б. Н. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б. Н. Шурыгин, Б. Л. Никитенко, В. П. Девятов [и др.]. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2000. – 480 с.

96. Якупова, Е. М. Нефтегазоперспективность складчато-надвигового пояса северной части Предверхоянского прогиба / Е. М. Якупова // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – № 3(22). – С. 4.
97. Deep-buried Lower Paleozoic oil and gas systems in eastern Siberian Platform: geological and geophysical characteristics, estimation of hydrocarbon resources / A. E. Kontorovich, L. M. Burshtein, I. A. Gubin, T. M. Parfenova, P. I. Safronov // Journal of Mining Institute. – 2024. – Vol. 269. – P. 721–737.
98. Gaillardet, J. Trace elements in river waters / J. Gaillardet, J. Viers, B. Dupré // Treatise on Geochemistry. – 2nd ed. – Amsterdam : Elsevier, 2014. – Vol. 7. – P. 195–235.
99. Guseva, N. The origin of the natural water chemical composition in the permafrost region of the eastern slope of the Polar Urals / N. Guseva // Water. – 2016. – Vol. 8, № 12. – P. 594–614.
100. Kharaka, Y. Groundwater and Petroleum / Y. Kharaka, B. Hitchon, J. Hanor. – Ontario : The Groundwater Project, 2024. – 372 p.
101. Krickov, I. Major and trace elements in suspended matter of western Siberian rivers: first assessment across permafrost zones and landscape parameters of watersheds / I. Krickov, A. Lim, O. Pokrovsky // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 2020. – Vol. 269. – P. 429–450.
102. Novikov, D. A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins / D. A. Novikov // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – Vol. 44, № 5. – P. 737–744.
103. Oil and gas potential of the Siberian Platform / A. E. Kontorovich, K. K. Makarov, N. V. Melnikov, V. E. Savitsky, V. S. Staroseltsev, V. S. Surkov, K. R. Chepikov // World Petroleum Congress Proceedings : 10th World Petroleum Congress, Bucharest, 09–14 September 1979. – Bucharest, 1979. – P. 183–189.
104. Savenko, A. V. Trace element composition of the dissolved matter runoff of the Russian Arctic rivers / A. V. Savenko, V. S. Savenko // Water. – 2024. – Vol. 16. – Article 565.