Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН)

На правах рукописи

# Черных Анатолий Витальевич ГИДРОГЕОЛОГИЯ АНАБАРО-ХАТАНГСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

1.6.6. Гидрогеология
ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель К.г-м.н.

Новиков Дмитрий Анатольевич

2
ВВЕДЕНИЕ
1. СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ И ХАРАКТЕРИСТИКА ФАКТИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА 9
1.1 Анализ гидрогеологической изученности9
1.2 Характеристика фактического материала 12
1.3 Методика исследований 13
2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ 16
2.1 Стратиграфия и литология
2.2 Структурно-тектоническая характеристика
2.3 Нефтегазоносность
3. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РЕГИОНА
3.1 Гидрогеологическая стратификация 41
3.2 Геотермический режим недр
3.3 Распространение криогенной толщи и ее характеристика
3.4 Структура гидродинамического поля 60
4. ГЕОХИМИЯ И ГЕНЕЗИС ПОДЗЕМНЫХ ВОД И РАССОЛОВ
4.1 Особенности состава подземных вод 64

4.1 Особенности состава подземных вод 64
4.2 Палеогидрогеологические реконструкции
4.3 Условия формирования рассолов триасового комплекса полуострова Юрюнг-Тумус 84
4.4 Генезис подземных вод
5. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ 93
5.1 Гидрогеологические критерии перспектив нефтегазоносности
5.2 Оценка перспектив нефтегазоносности по гидрогеологическим данным
ЗАКЛЮЧЕНИЕ
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

## введение

Объектом изучения являются подземные воды нефтегазоносных отложений Анабаро-Хатангского междуречья (АХМ). Предметами исследования являются химический состав подземных вод, гидродинамические условия, геотермический режим недр.

Актуальность работы заключается в том, что Анабаро-Хатангское междуречье рассматривается в последние годы, как один из перспективных регионов для прироста ресурсной базы углеводородов в пределах арктических районов Восточной Сибири, в том числе шельфа моря Лаптевых. Интерес недропользователей к АХМ требует детального изучения гидрогеологических условий, учитывая, что здесь поисковые работы осложнены рядом факторов, таких как: мощная криогенная толща с криопэгами, низкие температуры атмосферного транспортной воздуха большую часть года, отсутствие инфраструктуры И т.д. Гидрогеологическая изученность исследуемой территории крайне низка, а нефтегазопроявления выявлены по всему разрезу. Стоит отметить, что на исследуемой территории присутствует два типа вертикальной гидрогеохимической зональности, а подземные воды и рассолы крайне разнообразны по химизму и степени их метаморфизации. Вследствие чего остаются открытыми множество вопросов: от процессов формирования состава подземных вод и рассолов до обоснования гидрогеологических критериев нефтегазоносности.

Степень разработанности. Территория исследования располагается в арктических районах восточной части Красноярского края и западной части республики Саха (Якутия) (Рисунок 1). Гидрогеологические работы на его территории начинаются еще в 20-х годах прошлого столетия, а в период с 1942 г. по 1980 г. были проведены исследования гидрогеологических условий, гидрогеохимии и криогенной толщи, результаты которых приведены в работах П.Д. Сиденко, М.К. Калинко, И.П. Зайцева, Е.А. Баскова, Г.Д. Гинсбурга и других (Калинко, Сиденко, 1955; Калинко 1959; Гинсбург, 1971; Гидрогеология..., 1970; Гидрогеология..., 1972; Анциферов, 1989). Благодаря геологоразведочным работам середины XX века были открыты ряды нефтегазопроявлений, таких как Нордвикское и Южно-Тигянское. В настоящее время юг изучаемого региона слабо изучен бурением.

Неоценимый вклад в изучение геологического строения и гидрогеологических условий нефтегазоносных отложений АХМ внесли ведущие отечественные специалисты: Анисимова П.Д., Басков Е.А., Вожов В.И., Гинсбург Г.Д., Захаров В.А., Калинко М.К., Каширцев В.А., Конторович А.Э., Пиннекер Е.В., Сиденко П.Д., Шатский Н.С., Шурыгин Б.Н. и многие другие.



Рисунок 1 – Местоположение Анабаро-Хатангского междуречья

1 – административные границы, 2 – параметрические и поисковые скважины, 3 –местоположение основных солянокупольных структур, 4 – район исследования.

Целью исследований является обоснование комплекса гидрогеологических критериев нефтегазоносности АХМ на основе комплексного анализа геологического и гидрогеологического строения, химического состава подземных вод, данных ГИС, геотермического и гидродинамического режимов недр.

Основные задачи заключались в анализе состояния изученности особенностей геологического строения (стратиграфии и литологии, тектоники и нефтегазоносности) на основе опубликованных и фондовых материалов; обработке имеющихся материалов результатов бурения с помощью программ CorelDraw 21.0, LASgLOG, Microsoft Office Excel; составлении электронной базы данных результатов испытаний скважин; уточнении гидрогеологической стратификации разреза; изучении структуры геотермического поля, выявлении характера вертикальной и латеральной геотермической зональности, и гидродинамического режима недр; анализе химического состава подземных вод (ионно-солевой и микрокомпонентный), выявлении закономерности распределения основных катионов И анионов, вертикальной гидрогеохимической зональности, основных генетических типов и степени метаморфизации выполнении палеогидрогеологических реконструкций, подземных вод; составлении принципиальной схемы периодизации гидрогеологической истории AXM и выполнении

палеогидрогеохимических реконструкций; выявлении гидрогеологических показателей перспектив нефтегазоносности и обосновании оптимального комплекса гидрогеохимических критериев и выполнении регионального прогноза перспектив нефтегазоносности АХМ.

Фактический материал и методы исследования. Основой для научных исследований послужили фондовые материалы научных и производственных организаций (НИИГА, ИНГГ СО РАН, СНИИГГиМС, ЗАО «Координационный центр «РОСГЕОФИЗИКА») и опубликованные материалы по АХМ и сопредельным территориям. Вся гидрогеологическая информация сведена в единую электронную базу. Использованы данные ГИС по 70 скважинам 20 поисковых 14 площадей, данные термометрии по скважинам, данные гидродинамических И гидростатических уровней по 29 скважинам и 5 замеров пластовых давлений. Вся гидрогеологическая информация сведена в единую электронную базу данных. Детальное изучение гидрогеологического материала позволило исключить некондиционные пробы подземных вод и некачественные замеры пластовых давлений и температур. В работе палеогеографической основой послужили атласы литолого-палеогеографических карт СССР с уточнениями ИНГГ СО РАН. Электронная база представлена результатами испытаний по 120 объектам 15 поисковых площадей, включает в себя 5 замеров пластовых давлений, 122 точечных замера пластовых температур, 255 анализов полного химического состава подземных вод, 4 пробы водорастворенного газа и 3 пробы растворенного органического вещества. При составлении карт пластовых температур на основные стратиграфические уровни была принята методика, основы которой были заложены А.Э. Конторовичем, А.Р. Курчиковым, И.И. Нестеровым, Б.П. Ставицким в 60-е-70-е гг. прошлого столетия. На основе имеющихся материалов были рассчитаны геотермические параметры (геотермический градиент и ступень) геологического разреза. Для составления карт пластовых температур были использованы структурные построения по основным отражающим горизонтам палеозойских и мезозойских отложений, выполненные в ИНГГ СО РАН. Химические типы подземных вод выделены по классификации С.А. Щукарева, согласно которой название типа складывается из ведущих анионов и катионов, содержания которых больше 25 %-экв. Для сравнения геохимии и степени метаморфизации подземных вод было выбрано более 1900 анализов химического состава подземных вод по нефтегазоносным бассейнам Арктики и более 350 проб по себхам Ближнего Востока. Реконструкция гидрогеологической истории осадочного бассейна основывается на периодизации – выделении гидрогеологических циклов и этапов. При проведении палеогидрогеохимических реконструкций в основу были положены палеогеографические карты, составленные сотрудниками ИНГГ СО РАН, и методика, предложенная Е.А. Басковым (Карцев, Вагин, Басков, 1969; Басков, 1983), некоторые аспекты которой были уточнены Я.В. Садыковой (Садыкова, 2010; Садыкова, 2016). Для гидрогеологических расчетов и моделирования в работе

использована разработанная М.Б. Букаты программа равновесного физико-химического численного моделирования процессов в системе вода-порода HG-32 (HydroGeo) (Букаты, 2002). Основой для разработки оптимального комплекса гидрогеохимических критериев прогноза перспектив нефтегазоносности АХМ послужили многочисленные классификации А.А. Карцева, В.А. Кротовой, Е.В. Стадника, М.И. Субботы, В.А. Сулина и других (Кротова, 1957; Карцев, 1963; Зорькин и др, 1974; Суббота и др., 1996; Зытнер, Чибисова, 2013). В процессе работы использовался ряд программных пакетов: Microsoft Word, Excel, Statistica 12.0, Surfer 16.0, GridMaster, HydroGeo, CorelDRAW 21.0.

Научная новизна. В результате детального и комплексного анализа имеющегося геологического, гидрогеологического и геохимического материала по АХМ и прилегающих территорий: 1) уточнено гидрогеологическое строение разреза; 2) выполнено комплексное изучение химического состава (макро- и микрокомпонентного) подземных вод, геотермического и гидродинамического режимов недр нефтегазоносных отложений АХМ; 3) выявлен характер вертикальной геотермической зональности с последующим районированием территории; 4) составлен комплект геотермических карт; 5) установлен характер распространения толщи многолетнемерзлых пород и ее влияния на гидрогеологические условия АХМ; 6) установлено доминирование в разрезе двух генетических типов рассолов: инфильтрогенных и седиментогенных; 7) в результате численного физико-химического моделирования установлены величины общей минерализации и химический состав предельно насыщенных рассолов равновесных к соленосной толще девонского возраста при ее растворении в процессе инфильтрации поверхностными водотоками; 8) впервые разработан оптимальный комплекс гидрогеологических показателей И выполнена региональная оценка перспектив нефтегазоносности; 9) составлена схема районирования вероятной нефтегазоносности АХМ по гидрогеологическим показателям.

#### Защищаемые научные положения:

1. В нефтегазоносных отложениях Анабаро-Хатангского междуречья установлены подземные воды и рассолы с величиной общей минерализации варьирующей от 0,1 до 312,3 г/дм<sup>3</sup> преимущественно Cl Na, Cl Na-Ca и Cl-HCO<sub>3</sub> Na состава. В районе распространения солянокупольных структур развит инверсионный тип вертикальной гидрогеохимической зональности, а в зонах их отсутствия – прямой. Степень метаморфизации рассолов ниже, чем в подземных водах Сибирской платформы, генетические коэффициенты варьируют в следующих интервалах: Ca/Cl до 0,1, Br/Cl·10<sup>3</sup> от 8 до 28, rNa/rCl от 0,6 до 1,1 и Cl/Br от 50 до 800.

2. Палеогидрогеохимические реконструкции и результаты физико-химического моделирования позволяют обосновать наличие в водоносных комплексах Анабаро-Хатангского междуречья трех генетических типов подземных вод: 1) инфильтрогенные рассолы

выщелачивания каменной соли в пределах нижне-среднеюрского, триасового, пермского, каменноугольного комплексов; 2) седиментогенные рассолы, смешанные с инфильтрогенными, повсеместно установленные в венд-кембрийском и рифейском комплексах, а в пермском и триасовом комплексах только вне зон развития соляных структур; 3) древние инфильтрогенные воды, развитые в апт-альб-сеноманском, неокомском и верхнеюрском комплексах.

3. Комплексная интерпретация гидрогеохимических, геотермических, гидродинамических данных, результатов палеогидрогеохимических реконструкций позволила впервые обосновать оптимальный комплекс гидрогеологических критериев нефтегазоносности Анабаро-Хатангского междуречья и выполнить региональный прогноз нефтегазоносности. Наибольшие перспективы следует связывать с нижнемезозойскими в северной и северо-восточной и с пермскими отложениями в центральных частях исследуемого региона.

Практическая значимость полученных результатов заключается в том, что комплексный анализ подземных вод нефтегазоносных отложений АХМ позволил обосновать набор гидрогеологических критериев и выполнить региональный прогноз перспектив нефтегазоносности Анабаро-Хатангского междуречья и выделить категории земель по уровню перспективности. Данный комплекс гидрогеологических критериев прогноза нефтегазоносности может послужить для последующего анализа территорий Восточной Сибири слабо обеспеченных гидрогеологическими данными. Результаты, полученные при написании диссертации, использовались в отчетных материалах по базовым научным проектам ИНГГ СО РАН, ПАО «Газпром» и других недропользователей.

Апробация работы. Основные результаты исследований по теме диссертационной работы докладывались на 10 конференциях и совещаниях разного уровня: 50-й Международной научной студенческой конференции «Студент и научно-технический прогресс»: Геология (Новосибирск, 2012); Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов, посвященной 80-летию акад. А.Э. Конторовича «Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири» (Новосибирск, 2014); III Всероссийской научной конференции с международным участием к 90-летию А.А. Карцева «Фундаментальные и прикладные вопросы гидрогеологии нефтегазоносных бассейнов» (Москва, 2015); Всероссийской конференции с международным участием «Современные проблемы гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии Евразии» с элементами научной школы (Томск, 2015); Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ (Пермь, 2017); Международной научной конференции "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология «Интерэкспо ГЕО-Сибирь» (Новосибирск, 2017,2018); Всероссийском совещании по подземным водам Востока России (XXII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока

международным участием) «Подземные воды Востока России» (Новосибирск, 2018); Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН (Апатиты, 2019); I молодежной научной конференции-школе, приуроченной к 60-летнему юбилею ДВГИ ДВО РАН «Геология на окраине континента» (Владивосток, 2019).

По теме диссертации опубликовано 7 работ, в том числе 6 в журналах из перечня ВАК (4 из них вышли в журналах Q2) (Геология и Геофизика; Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов; Отечественная геология; Известия высших учебных заведений. Нефть и газ).

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав и заключения. Общий объем - 117 страниц, включая 39 рисунков, 6 таблиц и список литературы (158 наименований). В главе 1 представлены данные о состоянии изученности территории, приведена характеристика фактического материала и описание методики исследований. Глава 2 содержит описание геологического строения, тектонико-структурных характеристик и нефтегазоносности изучаемого региона. В главе 3 описывается гидрогеологическое строение региона, особенности геотермического и гидродинамического режима недр. В главе 4 описываются геохимические особенности подземных вод исследуемого региона, приводятся палеогидрогеологические реконструкции, выполнено физико-химическое моделирование и установлен генезис подземных вод. В главе 5 установлен оптимальный комплекс гидрогеологических критериев перспектив нефтегазоносности и выполнено районирование изучаемого региона по вероятности открытия коасейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского Отделения РАН под руководством кандидата геолого-минералогических наук Новикова Дмитрия Анатольевича.

**Благодарности.** Автор выражает особую признательность и благодарность научному руководителю Дмитрию Анатольевичу Новикову за требовательность, постоянное обсуждение результатов, замечания и объективную критику при написании работы, а также за приобретенные ценные навыки. Автор признателен директору ТФ ИНГГ СО РАН, д.г.-м.н. Лепокуровой Олесе Евгеньевне, старшему научному сотруднику лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем ИНГГ СО РАН, д.г.-м.н. Филиппову Юрию Федоровичу и к.г.-м.н. Фоминой Яне Владиславовне за обсуждение, консультативную помощь, советы и ценные рекомендации. Автор благодарен коллективу лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири за поддержку и создание благоприятных условий для проведения научных исследований, и отдельно Максимовой А.А. за проведенную корректорскую работу. Большая сердечная благодарность Черных Наталье Алексеевне за моральную поддержку, помощь и доверие.

# 1. СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ И ХАРАКТЕРИСТИКА ФАКТИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА

#### 1.1 Анализ гидрогеологической изученности

Гидрогеологические исследования на территории Анабаро-Хатангского междуречья на протяжении ряда лет проводились с целью поисков источников водоснабжения или изучения характера обводнения отдельных месторождений полезных ископаемых (в основном соляных шахт Нордвика).

Первые отрывочные сведения о подземных водах и соленых озерах появились в результате маршрутных исследований, проводившихся по долинам крупных рек с целью ознакомления с природными условиями края и поисками полезных ископаемых (золото, соль, уголь). Такие сведения можно найти в работах Д.Г. Мессершмидта, Я.Г. Гмелина, П.С. Палласа и др. Позднее подобные же данные приводятся в отчетах Н.В. Сушкова, И. Чайковского, М. Злобина, Э.О. Гофмана, Д. Макеровского, Н. Щукина, Ф. Львова и др. Для исследований северных районов Сибири были направлены многочисленные экспедиции в Туруханский край по бассейнам рек Нижней Тунгуски, Оленека, Лены, Хатанги, Ангары и другим местам. Результаты этих исследований описаны В дневниках И отчетах И.А. Лопатина, А.Л. Чекановского, И.А. Хейна, И.П. Толмачева. Некоторые сведения о многолетней мерзлоте были приведены в работах А.Ф. Мидендорфа, И.А. Лопатина и Д.А. Драницына.

В 30-е годы XX века началось детальное изучение подземных вод и мерзлых пород севернее Полярного круга. Н.Н. Урванцев писал о древнем оледенении на севере и о проблемах освоения месторождений соли В Арктике. Вопросы нефтегазоносности Арктики рассматривались в работах Н.Н. Ростовцева, А.Г. Вологдина, Г.Е. Рябухина и А.И. Березина. Многочисленные данные по подземным водам и нефтегазоносности были собраны экспедициями Главсевморпути, производившими в 1935-1945 гг. разведочные работы на соль, нефть, газ и уголь в Нордвикском, Усть-Оленекском, Хатангском и Усть-Енисейском районах. Данные этих исследований изложены в трудах Н.А. Гедройца, Б.В. Ткаченко и др. (Емельянцев, 1939).

Несмотря на значительные успехи в изучении гидрогеологических условий их изученность оставалась незначительной. Гидрогеологические исследования проводились в основном значительно южнее – в центральных районах Красноярского края попутно с поисковоразведочными работами на полезные ископаемые (соль, уголь) и с целью решения вопросов водоснабжения населенных пунктов и промышленных предприятий. Площадных исследований и работ по составлению сводных гидрогеологических карт в этот период не проводилось (Шатский, 1932).

В 1942-1965 гг. изучением подземных вод и многолетней мерзлоты занимались многие исследователи Института мерзлотоведения, Института геологии Арктики, Красноярского геологического управления. Детальные гидрогеологические данные и сведения о мерзлоте приведены в работах В.Т. Резниченко, Б.Н. Любомирова, П.Д. Сиденко, Н.И. Обидина, М.К. Калинко.

Первые сводные работы, обобщающие гидрогеологические и гидрохимические материалы всей территории Красноярского края, относятся к середине 50-х годов и принадлежат гидрогеологам ВСЕГЕИ, составившим гидрохимическую карту Сибири и Дальнего Востока масштаба 1:5000000 (Зайцев, Гуревич, Белякова, 1956), и гидрогеологическую карту территории СССР масштаба 1:5000000 под редакцией И.К. Зайцева (1963). Гидрогеологическая карта Красноярского края и Тувинской АССР масштаба 1:2500000 и объяснительная записка к ней были составлены КГУ в 1962 г. и в том же году под руководством ВСЕГИНГЕО были подготовлены к изданию. В 1959 г. Т.А. Русановой была составлена сводка по минеральным водам Красноярского края, на основе которой М.А. Волкова в 1965 г. составила карту минеральных вод Красноярского края. В 1961 г. В.А. Шубом, А.В. Зуевым, О.М. Гирфановой была составлена сводка о промышленных водах территории Красноярского края и Тувинской АССР, а в 1962 г. ими была дана региональная оценка эксплуатационных запасов подземных вод по центральной и южной частям Красноярского края.

В 1965 г. М.А. Бурлаковой дана общая оценка имеющихся материалов по геотермии подземных вод Красноярского края и перспективности их использования в народном хозяйстве. В 1966-1967 гг. крупным коллективом сотрудников различных учреждений (под руководством И.К. Зайцева) были составлены и изданы гидрохимическая карта СССР (минеральные воды) масштаба 1:5000000, а также многотомное описание минеральных, промышленных и лечебных вод СССР, в котором территория, относящаяся к Красноярскому краю, описана Е.А. Басковым, А.В. Зуевым, О.М. Гирфановой, Н.И. Обидиным и Л.Г. Учителевой. Все результаты гидрогеологических исследований были обобщены и изданы в многотомной монографии «Гидрогеология СССР». В этой монографии охарактеризованы общие закономерности распространения, формирования и возможности использования соленых и рассольных подземных вод (Гидрогеология..., 1970; Гидрогеология..., 1972).

Таким образом, около 40 лет, после выхода в свет тома XVIII Гидрогеологии СССР – Красноярский край и Тувинская АССР (1972), гидрогеология исследуемого региона Хатангского артезианского бассейна более нигде в научной литературе не описывалась. Последние детальные

гидрогеологические исследования на территории Анабаро-Хатангского междуречья были проведены более 50 лет назад.

В начале XXI века была подготовлена энергетическая стратегия России на период до 2020 г. и разработана долгосрочная Федеральная программа лицензирования недр Восточной Сибири. За период 2004-2008 гг. на территории Республики Саха (Якутия) лицензии на поиск, разведку и разработку месторождений нефти и газа были выданы на 30 участков. В соответствии с поручением Президента и распоряжением Правительства РФ, с 2006 г. по 2012 г. проводились работы по строительству трубопроводной системы "Восточная Сибирь – Тихий океан". Мощность нефтепровода – 80 млн т. в год, в том числе первой очереди – 20 млн т. в год. Приказом Министерства промышленности и энергетики РФ от 03.09.2007 г. № 340 утверждена Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР (Восточная газовая программа).

В настоящее время, в связи с возросшим интересом к геологии Арктики и морей Северного Ледовитого океана интерес к этой проблеме резко возрос. В связи с этим ОАО «НК «Роснефть», в сотрудничестве с ОАО «РН-КрасноярскНИПИнефть» и ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН выполнили первую систематическую сводку по геологии и нефтегазоносности восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба за последние сорок лет.

В 2010-2014 гг. в Хатангском заливе проводились сейсмические работы ОАО «ЮжМорГеология», которые позволили на новом современном уровне оценить геологическое строение палеозойских и мезозойских отложений. На ряде сейсмических профилей отчетливо наблюдаются соляные диапиры, выделены ряды антиклинальных поднятий, а также система разрывных нарушений. Исследуемый район является одним из перспективных для прироста запасов нефти и газа в пределах арктических районов Восточной Сибири, в том числе шельфа моря Лаптевых, где при бурении поисковой скважины Центрально-Ольгинская № 1 июне 2017 года на шельфе Хатангского залива ПАО «Роснефть» открыла новое месторождение. 15 апреля 2021 года был принят единый план мероприятий по реализации Основ государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года и Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года, в который включена разработка дополнительных мер государственной поддержки проведения геологоразведочных работ за счет частных инвестиций, геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья и твердых полезных ископаемых, повышения коэффициентов извлечения нефти и газа в Арктической зоне.

## 1.2 Характеристика фактического материала

Основой для научных исследований послужили фондовые материалы научных и (НИИГА, ИНГГ CO PAH, СНИИГГиМС, производственных организаций 3AO «Координационный центр «РОСГЕОФИЗИКА») и опубликованные материалы по АХМ и сопредельным территориям. Вся гидрогеологическая информация сведена в единую электронную базу. Изучены данные ГИС по 70 скважинам 20 поисковых площадей, данные термометрии по 14 скважинам, данные гидродинамических и гидростатических уровней по 29 скважинам. Детальное изучение гидрогеологического материала позволило исключить некондиционные пробы подземных вод и некачественные замеры пластовых температур. В работе палеогеографической основой послужили атласы литолого-палеогеографических карт СССР с уточнениями ИНГГ СО РАН.

Электронная база представлена результатами испытаний по 120 объектам 15 поисковых площадей, включает в себя 5 замеров пластовых давлений, 122 точечных замера пластовых температур и 5 замеров пластовых давлений, 255 анализов полного химического состава подземных вод, 4 пробы водорастворенного газа и 3 пробы растворенного органического вещества. Наиболее изученным является пермский водоносный комплекс. Для построений карт пластовых температур были использованы структурные построения по подошвам палеозойских и мезозойских отложений, выполненные в ИНГГ СО РАН. В осадочном чехле исследуемого региона выделены 5 регионально-развитых сейсмогеологических мегакомплексов: рифейский, вендский, нижне-среднепалеозойский, верхнепалеозойский (пермский) и мезозойский, которые в кровле и подошве контролируются сейсмическими реперами (табл. 1) (Конторович, 2021). Для сравнения геохимии и степени метаморфизации подземных вод из опубликованных источников было выбрано более 1900 выполненных химических анализов по нефтегазоносным бассейнам Арктики и более 350 анализов по себхам Ближнего Востока.

	CTROTT	randuurourog	THUMOULULOOTI	OTTOMOTOTIUN	FORUDOUTOD
таолица т –	страти	прафическая	приуроченность	огражающих	торизонтов

Стратиграфическая приуроченность	Индекс отражающего горизонта			
Подошва мела	$K_0$			
Подошва мезозоя/кровля перми	$T_0$			
Подошва перми/граница регионального эрозионного среза	Po			
Подошва палеозоя/кровля венда	PZ <sub>0</sub>			
Кровля рифея	RR			
Внутри рифея	R <sub>1</sub> - R <sub>4</sub>			
Подошва платформенного рифея/кровля архея	R <sub>0</sub>			

#### 1.3 Методика исследований

В гидрогеологической стратификации при расчленении разрезов выделяются следующие основные гидрогеологические подразделения: водоносные и водоупорные горизонты, водоносные комплексы, ярусы и этажи (Методическое письмо, 1999; Методические..., 2004; Методическое руководство, 2015; Методическое руководство, 2017). Наиболее мелкой таксономической единицей является водоносный горизонт. Водоносный горизонт относительно выдержанная по площади и в разрезе насыщенная гравитационной водой одно- или разновозрастная толща горных пород, представляющая собой в гидродинамическом отношении единое целое. Водоносный комплекс по сравнению с водоносным горизонтом является более крупным гидрогеологическим подразделением. Он представляет собой выдержанную в разрезе и имеющую региональное распространение водонасыщенную толщу одно или разновозрастных и разнородных пород, ограниченную сверху и снизу регионально выдержанными водоупорными (или относительно водоупорными) пластами, почти исключающими или затрудняющими гидравлическую связь с другими смежными водоносными комплексами и, тем самым, обеспечивающими присущие данному комплексу определенные особенности гидрогеохимического Самой крупной гидродинамического И режима. единицей гидрогеологической стратификации является гидрогеологический этаж. Под ним следует понимать совокупность водоносных комплексов, ограниченных или только снизу, или сверху и снизу мощными регионально выдержанными в пределах водонапорной системы толщами водоупорных пород (Шварцев, 1996).

При составлении карт пластовых температур на основные стратиграфические уровни была принята методика, основы которой были заложены А.Э. Конторовичем, А.Р. Курчиковым, И.И. Нестеровым, Б.П. Ставицким в 60-е-70-е гг. прошлого столетия. На основе имеющихся материалов были рассчитаны геотермические параметры (геотермический градиент и ступень) геологического разреза. С использованием структурных карт, составленных в ИНГГ СО РАН сотрудниками лаборатории Сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем по основным стратиграфическим горизонтам, и регрессионным зависимостям геотермических параметров с глубиной были созданы сеточные модели (Grid) с использованием специализированных программных пакетов GridBuilder и GridMaster (разработка В.А. Лапковского, ИНГГ СО РАН), а также в программном пакете Golden Software Surfer 16.5.446.

Выделение химических типов подземных вод было проведено по классификации С.А. Щукарева, предложенной в 1934 году и основанной на формуле М.Г. Курлова. Из шести главных ионов, группируя их по два, три, четыре, пять и шесть, С.А. Щукарев получил 49 возможных классов природных вод (Самарина, 1977). На первое место в названии ставятся преобладающие анионы и катионы. При интерпретации химического состава вод использованы

графоаналитические методы и методы математической статистики, например, корреляционный, вариационно-статистический и кластерный анализы.

Реконструкция гидрогеологической истории осадочного бассейна основывается на периодизации – выделении гидрогеологических циклов и этапов. Гидрогеологический цикл начинается с трансгрессии, включает в себя процессы осадконакопления с одновременным захоронением седиментационных вод, охватывает время последующего поднятия и регрессии. Первая часть гидрогеологического цикла (от начала трансгрессии до начала регрессии) – образует седиментационный (элизионный) этап. Вторая часть гидрогеологического цикла образует инфильтрационный этап, когда в осадочный бассейн проникают инфильтрационные воды, постепенно вытесняя и замещая седиментационные (Карцев, 1963). Ввиду несоответствия границ некоторых циклов границам крупным стратиграфических подразделений (эратемам, системам, отделам), их название было дано по приуроченности к общепринятым в стратиграфической шкале ярусам.

При проведении палеогидрогеохимических реконструкций в основу были положены палеогеографические карты, составленные сотрудниками ИНГГ СО РАН, и методика, предложенная Е.А. Басковым (Карцев и др., 1969; Басков, 1983), некоторые аспекты которой были уточнены Я.В. Садыковой (Садыкова, 2010; Садыкова, 2016). Она основывается на естественно-историческом подходе и использовании современных гидрохимических эталонов при выборе величины минерализации и концентраций основных компонентов солевого состава сингенетичных вод древних морских и озерно-аллювиальных бассейнов.

Для гидрогеологических расчетов и моделирования в работе использована разработанная М.Б. Букаты программа равновесного физико-химического численного моделирования процессов в системе вода-порода HG-32 (HydroGeo) (Букаты, 2002). В ее состав входит программа гидрогеохимического моделирования, основанная на принципе равновесного физикохимического моделирования по константам стехиометрических уравнений реакций. Для оценки степени насыщения раствора относительно каждого из минералов использовались соответствующие параметры насыщенности: L = lnK - lnP, где K - термодинамическая константа равновесия реакции осаждения минерала из раствора, а P - произведение активности участвующих в этой реакции веществ, вычисленное с учётом правила реагирования. В этом случае отрицательные значения L свидетельствуют о недонасыщении, положительные о пересыщении, а близкие к нулю – о равновесии раствора и соответствующего минерала. Степени насыщения рассолов по отношению к основным породообразующим минералам разбиты на три группы: 1) выше -5 (равновесные и близкие к равновесию), от -5 до -15 (умеренно недонасыщенные) и 3) ниже -15 (резко недонасыщенные) (Букаты, 1997; Букаты, 1999).

Основой для разработки оптимального комплекса гидрогеохимических критериев прогноза перспектив нефтегазоносности АХМ послужили многочисленные классификации А.А. Карцева, В.А. Кротовой, Е.В. Стадника, М.И. Субботы, В.А. Сулина и других (Кротова, 1957; Гуревич, 1961; Карцев, 1963; Зорькин и др., 1974; Вожов, 1987; Суббота и др., 1996; Зытнер, Чибисова, 2013). Гидрогеологические показатели нефтегазоносности по масштабам делятся на региональные, зональные и локальные. Применяемые региональные показатели условий нефтегазоносности обычно разделяются на пять основных групп: 1) общегидрогеологические, гидродинамические и геотермические, 2) гидрохимические (ионно-солевые) и микроэлементные, 3) 4) растворенные 5) водорастворенные газы, органические вещества И палеогидрогеологические.

## 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

#### 2.1 Стратиграфия и литология

Изучаемый комплекс отложений в пределах территории исследования охватывает широкий стратиграфический диапазон – от докембрийских отложений, до верхнего мела включительно. Мощность осадочного чехла в пределах бассейна достигает 8 км, чехол сложен верхнепротерозойскими и нижне-среднепалеозойскими преимущественно карбонатными породами и верхнепалеозойско-мезозойскими терригенными породами (Пронкин и др., 2012а,б). В разрезе установлены внутрисреднепалеозойское (в разрезе отсутствуют ордовикские и силурийские породы), предпермское (позднегерцинская фаза складчатости) и позднеюрское (позднекиммерийская фаза складчатости) основные несогласия. В конце пермского – начале триасового периода произошла магматическая активизация, что привело к накоплению вулканогенно-обломочных отложений и насыщению палеозойского разреза интрузиями основного состава (Кусов, Ступакова, 2013).

Докембрийские отложения вскрыты скважинами: Южно-Суолемская 10, Северо-Суолемская 1, Хорудалахская 1, Костроминская 1. Представлены преимущественно терригенными породами в нижней части и карбонатными в верхней сопоставляются соответственно с мукунской и билляхской сериями обнаженных районов Анабарского поднятия. Мукунская серия, залегающая на породах архея и раннего протерозоя с крупным структурным несогласием, состоит из ильинской, бурдурской, лабазстахской, усть-ильинской свит. В билляхской серии выделены котуйканская и юсмастахская свиты (Рисунок 2) (Решения..., 1983).

Вендские отложения вскрыты скважинами: Северо-Суолемская 1, Южно-Суолемская 10 и Хорудалахская 1. Нижневендские отложения представлены старореченской свитой, представленной доломитами, песчаниками, гипсоносными доломитами и гипсами с конгломератами в основании (сульфатно-карбонатная формация) мощностью 180–250 м, не имеющей широкого распространения (Рисунок 2) (Куликов, 1979; Решения..., 1983; Обработка..., 1989; Проскурнин и др., 2013; Государственная..., 2013).

К нерасчлененным верхневендским-среднекембрийским отложениям относятся немакитдалдынская, медвежинская, парфен-юряхская, киенг-юряхская, попигайская свиты и чумнахская толща (Проскурнин и др., 2013; Государственная..., 2013).



Рисунок 2 – Сводная литолого-стратиграфическая колонка позднего протерозоя Анабаро-Хатангского междуречья (по материалам (Калинко, Сиденко, 1955; Калинко, 1959; Пантелеев, 1990; Кусов, Ступакова, 2013; Конторович и др., 2021)

1 – угленосные породы; 2 – пески и песчаники; 3 – алевролиты; 4 – глины и аргиллиты; 5 – конгломераты, гравелиты, брекчии; 6 – известняки; 7 – известковые мергели; 8 – органогенные известняки; 9 – доломиты; 10 – глинистые доломиты; 11 – туфы и туффиты; 12 – гипсы; 13 – соли; 14 – ангидриты; 15 – базальты.

Немакит-далдынская свита залегает на размытой поверхности различных горизонтов верхнего протерозоя от билляхской серии до старореченской свиты. Свита сложена известняками и доломитами с грубозернистыми кварцевыми песчаниками в основании. В стратотипическом районе на основании фаунистических и флористических комплексов нижняя часть свиты датируется верхним вендом, а верхняя относится к нижней части томмотского яруса (Легенда Оленекской..., 2000; Легенда Анабаро-Вилюйской..., 2000; Проскурнин и др., 2013; Государственная..., 2013). В Костроминской, Хорудалахской, Северо- и Южно-Суолемских скважинах свита с размывом и стратиграфическим несогласием перекрывает билляхскую серию рифея. Она сложена доломитами и известняками, мощность ее колеблется от 12 м (скв. Северо-Суолемская) до 16–18 м (скважины Хорудалахская и Костроминская). Мощность свиты не превышает 30 м (Проскурнин и др., 2013; Государственная..., 2013). Медвежинская свита свита свита свита и свите и представленая..., 2013). доломитами и прослоями ангидритистых доломитов. На юге территории свита охарактеризована комплексом органических остатков, характерных для томмотского яруса (Легенда Оленекской..., 2000). В северном направлении от Костроминской скважины известняки фациально замещаются глинистыми доломитами, среди них появляются прослои ангидритистых доломитов. В этом же направлении увеличивается мощность от 100 м (скв. Костроминская) до 116 м (скв. Южно-Суолемская). Мощность свиты в стратотипической местности не превышает 50 м (Проскурнин и др., 2013; Государственная..., 2013). Парфен-юряхская свита согласно залегает на медвежинской свите и представлена пестроцветными известняками, мергелями и доломитами. Породы свиты охарактеризованы комплексом органических остатков атдабанского возраста (Легенда Оленекской..., 2000). Мощность ее колеблется от 25 до 60 м. Киенг-юряхская свита согласно залегает на парфен-юряхской свите и сложена доломитами с редкими остатками брахиопод. Ботомский возраст свиты принимается по положению в разрезе. Мощность свиты 50-70 м. Попигайская свита согласно перекрывает киенг-юряхскую свиту. Нижняя граница проводится по подошве ракушнякового горизонта, обильно насыщенного органическими остатками (брахиоподы, трилобиты, водоросли, онколиты) тойонского возраста. Мощность свиты 15–20 м. Нижнему кембрию, атдабанско-тойонскому ярусу отвечает костроминская толща, сложенная доломитами в разрезах Костроминской и Хорудалахской скважин. В разрезах Суолемских скважин среди доломитов появляются прослои ангидритов, глинистых доломитов, а в верхней части – известковистые доломиты. Мощность толщи увеличивается от 222-238 м (скважины Хорудалахская и Костроминская) до 354 м (скв. Южно-Суолемская). Возраст толщи условно принят по положению в разрезе (Проскурнин и др., 2013; Государственная..., 2013). Чумнахская толща сложена доломитами с прослоями окаменелых и водорослевых доломитов с рассеянной галькой доломитов. В нижней части ее присутствуют прослои пестроцветных доломитов, глауконитовых песчаников и мергелей. Мощность толщи колеблется от 85 до 145 м. В северной части района выделяется арылахская толща (Легенда Оленекской..., 2000), вскрытая Костроминской, Хорудалахской, Северо- и Южно- Суолемскими, а также Улаханской скважинами. Толща согласно залегает на костроминской толще и со стратиграфическим несогласием повсеместно перекрывается нижнекаменноугольными отложениями. Толща сложена доломитами, известняками, прослоями глинистыми и ангидритистыми, прослоями аргиллитов, линзами ангидритов. В северном направлении отмечается увеличение количества последних. Мощность толщи меняется от 212 (скв. Костроминская) до 250 м (скв. Хорудалахская) и 274-282 м (скважины Суолемские). Суммарная мощность верхневендскосреднекембрийских нерасчлененных отложений – в 340-450 м (Проскурнин и др., 2013; Государственная..., 2013; Конторович и др., 2020; Конторович и др., 2021) (Рисунок 3).



Рисунок 3 – Сводная литолого-стратиграфическая колонка палеозоя Анабаро-Хатангского междуречья (по материалам (Калинко, Сиденко, 1955; Калинко, 1959; Пантелеев, 1990; Кусов, Ступакова, 2013; Конторович и др., 2021)

Условные обозначения см. Рисунке 2.

Отложения ордовикского и силурийского возрастов не вскрыты ни одной скважиной на территории бассейна, однако, по результатам сейсмогеологических работ, проведенных на исследуемой территории ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», было предположено, что данные отложения могут находится на юге территории, в непробуренной ее части (Рыцев и др. 2012).

Девонские отложения вскрыты на Кожевниковской, Нордвикской и Улаханской площадях. Их мощность составляет до 1000 м. Нижний девон включает в себя сопочную свиту, в основании которой залегает пачка каменной соли с глинисто-сульфатным и карбонатным материалом. Выше нее вскрываются светло-серые гипсы с вкрапленностью и небольшими линзочками водяно-прозрачного мирабилита и серым каменистым мирабилитом. Верхняя часть свиты сложена преимущественно гипсами с прослоями ангидритов и гипсоангидритов. В средней ее части отмечается пласт каменной соли. Средний девон представлен серыми известняками, доломитами, иногда доломитистыми аргиллитами и гипсами юктинской свиты. В отдельных прослоях свиты установлены остатки фауны. Средне - верхнедевонские отложения сложены юрюнг-тумусской свитой на Нордвикском куполе. Она залегает на размытой поверхности подстилающей юктинской свиты и подразделяется на 6 пачек. Первая пачка сложена серыми и светло-серыми, местами брекчированными, гипсами, в основании с прослоем гравелита с обломками карбонатных пород, аргиллитов и реже эффузивов. Вторая пачка представлена серыми и темно-серыми доломитами с прослоем гипса. В кровле доломиты содержат значительное количество глинистой примеси, вплоть до образования доломитовых мергелей. Третья пачка образована сероцветными гипсами. Четвертая пачка, снизу вверх: серые и темно-серые доломитовые известняки, известковые доломиты. В кавернозных полостях наблюдаются налеты темно-коричневого до черного битуминозного вещества, по трещинам – кристаллы кальцита (иногда исландского шпата) и флюорита. Встречаются остатки плохо сохранившейся фауны. Пятая пачка – светло-серые и серые, преимущественно брекчированные, гипсы, в которых в виде гнезд и прожилков присутствуют выделения самородной серы. Шестая пачка – серые и светло-серые до белых гипсы и гипсо-ангидриты с двумя пластами доломитов в основании и в верхней части. Доломиты включают фауну плохой сохранности (Матухин, Меннер, 1974; Матухин, 1991; Государственная..., 1998). Верхний девон представлен нерасчлененными отложениями фаменского яруса, сложенными темно-серыми почти черными кавернозными доломитами и доломитизированными известнякам (см. Рисунок 3). Встречаются останки фауны (Пантелеев, 1990). По результатам исследований ОАО «ЮжМорГеология» был выявлен соляной шток, возможно, уходящий своими корнями в кембрийские отложения (Пронкин и др., 2011).

Каменноугольные отложения в исследуемом регионе представлены нерасчлененной карбонатной толщей нижнего карбона. Толща сложена светло-серыми известняками, мраморизованными доломитами и прослоями аргиллитов (см. Рисунок 3). Выше данная карбонатная толща с несогласием перекрывается отложениями нижней перми.

Пермские отложения в пределах АХМ представлены тустахской, нижнекожевниковской, верхнекожевниковской и мисайлапской свитами. Отложения, главным образом,

континентальные и паралические осадки, представленные ритмично чередующимися слоями аргиллитов, глин, алевролитов, песчаников, реже конгломератов. Они сменяются вверх по разрезу вулканогенной толщей, образованной переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов со значительной примесью туфогенного материала. Верхние горизонты вулканогенных образований являются преимущественно основными эффузивами и их туфами. Пермская толща содержит интрузивные тела траппов, образующие пластовые интрузии и дайки (см. Рисунок 3). В регионе исследования наибольшая суммарная мощность пермских отложений – 1000 м. На полуострове Юрюнг-Тумус в Нордвикских скважинах представлены верхняя часть тустахской свиты и нижнекожевниковская свита, к которой и приурочено нефтепроявление. На нижнекожевниковской свите здесь несогласно залегают породы нижнего триаса (Единархова, 2013).

Отложения триасового возраста в Усть-Анабарском фациальном районе, приуроченном к Хатангской седловине, характеризуются терригенным составом отложений, широким развитием песчаных прибрежно-морских и пресноводных фаций. Опорный разрез располагается на мысе Аиркат в Анабарском заливе, низы системы вскрыты буровыми скважинами. Отложения представлены главным образом терригенными мелкокластическими морскими фациями с обильными остатками стеногалинных организмов. Ыстанахская свита мощностью до 30 м (верхний оленек) представлена морскими аргиллитами темно-серыми, линзы конгломератов, песчаников зеленовато-серых. Пастахская свита (верхняя часть верхнего оленека) представлена переслаиванием алевролитов темно-серых глинистых волнистослоистых с песчаниками зеленосерыми мелкозернистыми мощностью 50 м. Анабарская свита (нижний – верхний анизий) несогласно залегает на пастахской свите и сложена неравномерным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников, ортотуффитов мощностью 140 м. Гуримисская свита (верхняя часть верхнего анизия ладин) сложена чередующимися песчаниками зелено-серыми мелкозернистыми, алевролитами глинистыми и песчаными, аргиллитами алевритовыми темносерыми. Осипайская свита (низы нижнего карния) с размывом залегает на гуримисской свите. Сложена аргиллитами темно-серыми, алевролитами серыми глинистыми и светло-серыми крупнозернистыми с конгломератом в основании. Чайдахская свита (нижний карний-нижний норий) представлена песчаниками зеленовато-серыми мелкозернистыми горизонтально- и косослоистыми. Тумулская свита (средний норий-рэт) несогласно залегает на чайдахской свите, представлена переслаиванием зеленовато-серых мелкозернистых песчаников, темно-серых глинистых аргиллитов (Рисунок 4).



Рисунок 4 – Сводная литолого-стратиграфическая колонка мезозоя и кайонозоя Анабаро-Хатангского междуречья (по материалам (Калинко, Сиденко, 1955; Калинко, 1959; Пантелеев, 1990; Кусов, Ступакова, 2013; Конторович и др., 2021)

Условные обозначения см. Рисунке 2.

Юрские и меловые отложения на исследуемой территории характеризуются цикличным переслаиванием глинистых и глинисто-песчаных толщ.

Юрские отложения в изучаемом районе представлены зимней, аиркатской, китербютской, эренской, хоргонской, арангастахской, юрюнгтумусской, иннокентьевской, урдюкхаинской свитами. Зимняя свита (геттанг-низы верхнего плинсбаха) залегает с угловым несогласием на осадочных образованиях триаса. Сложена прибрежно-морскими зеленовато-серыми песчаниками с прослоями гравелитов и конгломератов, в верхней части – морскими буроватыми

алевролитами и аргиллитами с пропластками песчаников и с рассеянной галькой и гравием по всей толще (Никитенко и др., 2013). Зимняя свита перекрывается алевритами и глинами аиркатской свиты (верхняя часть верхнего плинсбаха). Ее мощность составляет 90-130 м (Сакс и др., 1978; Шурыгин, 1978, Решения..., 1981). Выше по разрезу выделена китербютская свита, являющаяся межрегиональным репером. Она представлена толщей глин, иногда аргиллитоподобных, темно-серых до черных с коричневатым оттенком, тонкогоризонтальнослоистых, тонкоотмученных, в прослоях – часто высокоуглеродистых, особенно в нижней части разреза (Емельянцев, 1939). Мощность свиты изменяется в пределах 21-28 м. Эренская свита представлена циклично построенной светлоокрашенной морской и прибрежно-морской песчано-алевритовой толщей с пропластками и линзами зеленовато-серых лептохлоритовых разностей пород, изредка содержащих линзочки, насыщенные галькой и гравием, коричневатыми и темно-серыми глинами (Шурыгин и др., 2000). Мощность свиты составляет 15-26 м. Арангастахская свита (верхи аалена – низы байоса) – состоит из двух литостратиграфических тел: нижняя часть сложена алевролитами, преимущественно песчанистыми, иногда глинистыми, с линзочками гравия, ракушняками (Труды..., 1957; Решения..., 1959). Мощность до 60 м. Верхняя часть арангастахской свиты представлена прибрежно-морскими песчанистыми алевролитами светло-серыми и мелкозернистыми песками с тонкими линзочками коричневатых глин с рассеянной галькой, гравием и валунами, пластами и линзами известковистого алевролита, обломками древесины, иногда со сростками глендонитов, линзовидными скоплениями крупных фораминифер (Никитенко и др., 2013). Юрюнгтумусская свита – нижняя подсвита сложена морскими глинами и аргиллитоподобными глинами темносерыми, прослоями алевритистыми, с желваками пирита. Верхняя подсвита сложена морскими светло-серыми крупнозернистыми песчанистыми алевролитами, серыми алевролитами. Иннокентьевская свита (верхи верхнего бата – низы нижнего оксфорда) сложена морскими глинами алевритистыми, аргиллитоподобными и алевролитами серыми, с зеленоватым и буроватым оттенком, с многочисленными линзами, пятнами и прослоями глин. Мощность свиты в разрезе более 64 м (Нехаев и др., 2015; Меледина и др., 2015). Урдюкхаинская свита сложена темно-серыми до черных, зеленоватыми и голубоватыми глинами, часто глауконитлептохлоритовыми, местами алевритовыми с редкими маломощными прослоями и линзами глауконитовых алевритов и песчаных алевритов (Nikitenko et al., 2008; Никитенко, 2009).

Меловые отложения представлены паксинской, балагачанской, тигянской, сангасалинской, рассохинской, огневской и бегичевской свитами. Паксинская свита представлена двумя пачками. Нижняя пачка представлена алевролитами темно-серыми, плотными, листоватыми, тонкоплитчатыми с прослоями темно-серых глинистых алевролитов и алевритистых аргиллитов. В верхней части пачки – слой известняков конкреционных серых,

светло-серых плитчатых с горизонтальной слоистостью, с обломками раковин и следами жизнедеятельности на плоскости напластования. Верхняя пачка сложена алевролитами темносерыми глинистыми с раковистым изломом, переходящие в алевритистые слабосцементированные аргиллиты. Мощность свиты около 40 м. Выше по разрезу выделяется балагачанская свита, представленная чередованием темно-серых глинистых алевролитов, более светлых крупнозернистых алевролитов и светло-серых, с зеленоватым оттенком, песчаников и песков. Мощность свиты более 190 м (Никитенко и др., 2013). Тигянская свита (верхи валанжина - баррем) сложена мелководно-морскими, прибрежными, лагунными и субконтинентальными песками светло-серыми с зеленоватым или желтоватым оттенком, мелкозернистыми, с горизонтальной, линзовидной и косой слоистостью (Сакс и др., 1959, 1963; Опорный разрез..., 1981; Решения..., 1981; Захаров и др., 1983; Басов, Соколов, 1983). Вышележащие толщи апта, сеномана. перекрывающие тигянскую свиту представлены альба и исключительно континентальными образованиями сангасалинской, рассохинской, огневской и бегичевской свит (Рисунок 4) (Сакс и др., 1963; Решения..., 1981; Никитенко и др., 2013). Сангасалинская свита (нижняя часть апта) сложена алевритами серыми и темно-серыми с прослоями глин и пластами угля. Средняя часть свиты представлена песками светло-серыми и серыми с растительными остатками. В верхней части разреза встречаются алевриты серые с прослоями глин и пластами угля. Общая мощность свиты варьирует от 25 до 60 м. Вышележащая рассохинская свита (верхняя часть апта) имеет существенно-песчаный состав: пески светло-серые и серые, разнозернистые с прослоями алевритов, глин, угля с конкрециями песчаников, сидерита и содержит прослои обугленных растительных остатков. Мощность свиты меняется от 30 до 220 м. Огневская свита – это толща песков светло-серых и серых, с прослоями алевритов и глин темно-серых, угля, с конкрециями известковистых песчаников мощностью 40-180 м. Вышележащая бегичевская свита (верхи альба-нижняя половина сеномана) представлена песками и песчаниками светло-серыми и желто-серыми мелкозернистыми и среднезернистыми с гравием, галькой, линзами и обломками угля (Сакс и др., 1963; Решения..., 1981; Никитенко и др., 2013).

Четвертичные отложения распространены на всей изучаемой территории и представлены озерно-аллювиальными и ледниковыми отложениями. Максимальная мощность 180м.

## 2.2 Структурно-тектоническая характеристика

Формирование осадочного чехла изучаемого региона происходило в тесной связи и под влиянием окружающих территорий. С позднего протерозоя исследуемый район входил в состав единого Северо-Азиатского кратона и представлял часть крупного седиментационного бассейна, в котором накапливались мощные толщи субплатформенного и платформенного облика. Значительное влияние оказали на него две смежные мобильные области: Таймырская на севере и Верхоянская на востоке. В результате сложной и длительной истории геологического развития, на севере Сибирской платформы образовались крупные геоструктуры: Енисей-Хатангский региональный прогиб, Лено-Анабарский региональный прогиб и разделяющая их Анабаро-Хатангская седловина (АХС) (Степаненко, 1985). Структура седловины проявляется по сокращенной мощности мезозойских отложений по сравнению с таковой в соседних прогибах. На западе седловина граничит с Енисей-Хатангским региональным прогибом (ЕХРП), граница условно проводится по флексурному перегибу в юрско-меловых отложениях. На востоке седловина граничит с Лено-Анабарским прогибом, граница с которым проводится по Пасхино-Бегичевскому валу субмеридиональной ориентировки предположительно разрывной природы. Границы с Таймырской складчатой системой на севере и Анабарским сводом на юге соответствуют границам распространения юрско-меловых отложений (Микуленко и др., 1997, Khudoley et al., 2009). Южная часть АХС имеет моноклинальное строение, а центральная и северная представлены серией наклоненных на запад, вытянутых в субширотном направлении поднятий и депрессий (Конторович, 2014; Конторович и др., 2020; Конторович и др., 2021).

Тектоническая карта (Рисунок 5) была построена на основе структурной карты по кровле триас-юрского комплекса, в связи с тем, что анализ структурных карт по вышележащим опорным уровням показал, что принципиальные черты тектонического строения на этих уровнях сохраняются, а значит ее можно использовать и для описания тектонического строения всего мезозойского чехла (Фомин, 2016; Конторович и др., 2019). Структура чехла района исследования существенно отличается от западных районов восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. Все тектонические элементы были выделены согласно классификации тектонических элементов мезозойско-кайнозойских платформенных отложений Западно-Сибирской геосинеклизы (Конторович, Беляев, 2000).

В районе исследований выделяются крупные структуры нулевого и І порядка – две отрицательные, плавно переходящие друг в друга (Хара-Тумусский наклонный мегапрогиб и Эджанский наклонный желоб), и одна положительная (Тигяно-Анабарский наклонный мегавал) (Фомин, 2010, 2016). Подробнее рассмотрим каждый из этих тектонических элементов.



Рисунок 5 – Фрагмент карты тектонического районирования кровли среднетриас-юрского мегакомплекса восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (Фомин, 2016) 1 – граница Енисей-Хатангского регионального прогиба; 2 – границы распространения яновстанской свиты; 3 – выходы палеозойских пород на дневную поверхность; 4 – разрывные нарушения;

Тектонические элементы: положительные: 5 – надпорядковые, 6 – нулевого порядка, 7 – первого порядка, 8 – второго порядка, 9 – третьего порядка; отрицательные: 10 – надпорядковые, 11 – нулевого порядка, 12 первого порядка, 13 – второго порядка, 14 – третьего порядка; промежуточные: 15 – мегамоноклизы Внешнего пояса, 16 – седловины и мезоседловины. Тектонические элементы: Положительные. Структуры 0 порядка: А – Балахнинско-Рассохинская наклонная гряда. Структуры I порядка: I – Киряка-Тасский наклонный мегавал, II – Тигяно-Анабарский наклонный мегавал. Структуры II порядка: 1 – Гусихинский мезовал. Структуры III порядка: 1 – Журавлиное куполовидное поднятие, 2 – Северо-Кунгасалахское куполовидное поднятие, 3 – Осиповский вал, 4 – Киряка-Тасский вал, 5 – Нордвикское куполовидное поднятие, 6 – Косистое куполовидное поднятие, 7 – Белогорско-Сопочный вал, 8 – Владимирское куполовидное поднятие, 9 – Ильинско-Кожевниковское куполовидное поднятие, 10 – Призаливное куполовидное поднятие, 11 – Хатангский структурный мыс, 12 – Суоламский структурный мыс, 13 – Рыбинское куполовидное поднятие. Отрицательные. Надпорядковые: А – Енисей-Хатангский наклонный мегажелоб.Структуры 0 порядка: В – Эджанский наклонный желоб, С – Боганидско-Жданихинский наклонный желоб. Структуры I порядка: I – Хара-Тумусский наклонный мегапрогиб. Структуры II порядка: 1 – Силюетурковский структурный мезозалив, 2 – Усть-Анабарский мезопрогиб. Структуры III порядка: 1 – Малахайтарийский прогиб, 2 – Кунгасалахский прогиб, 3 – Ямунерский прогиб, 4 – Бегичевская впадина, 5 – Сырутатурковская впадина, 6 – Болотная впадина, 7 – Тигян-Сенекская впадина, 8 – Северная впадина, 9 – Нойутотурковская впадина, 10 – Хатангская впадина, 11 – Большебалахнинская впадина, 12 – Улаханская впадина, 13 – Озерная впадина. Промежуточные. Мегамоноклизы Внешнего пояса: І – Северо-Сибирская мегамоноклиза. Седловины и мезоседловины: І – Владимирская седловина.

Наибольшей по площади структурой является Эджанский наклонный желоб. Его амплитуда достигает 1300 м в рельефе кровли юрских отложений и уменьшается до первых сотен метров в разрезе нижнего мела. Эта крупная депрессия отделена от Енисей-Хатангского наклонного мегажелоба субмеридиональным разрывным нарушением турон-кайнозойского возраста. Амплитуда вертикального смещения по нему изменяется от 400 м в рельефе кровли среднетриас-юрского мегакомплекса до первых десятков метров в разрезе верхнемеловых отложений. Площадь структуры составляет около 14230 км<sup>2</sup>, очертания Эджанского наклонного мегапрогиба плавные. Длинная ось наклонного мегапрогиба имеет субширотную ориентировку. В его пределах выделяются в восточной части Усть-Анабарский мезопрогиб, осложненный Улаханской впадиной, в центральной части Хатангская, Большебалахнинская, и Озерная впадины, Призаливное куполовидное поднятие и Хатангский структурный мыс.

Хара-Тумусский наклонный мегапрогиб, большей частью оконтуренный по изолиниям с абсолютными отметками от -550 до -1350 м и по границе области распространения триасюрского комплекса. Очертания границы тектонического элемента I порядка довольно плавные; на юго-западе, где мегапрогиб сочленяется с Эджанским наклонным желобом, она проведена условно, по осевой части приподнятой зоны. Хара-Тумусский наклонный мегапрогиб имеет удлиненную с юго-запада на северо-восток форму, площадь его составляет около 11400 км<sup>2</sup>.

Мегапрогиб осложнен 3 отрицательными структурами III порядка. В центральной части наклонного мегапрогиба находится Болотная впадина, охватывающая площадь около 1680 км<sup>2</sup> при амплитуде 170 м. Впадина ограничена на абсолютной глубине -800 м. На крайнем северовостоке наклонного мегапрогиба расположена Бегичевская впадина. Впадина оконтурена по изогипсе -700 м, ее площадь составляет около 580 км<sup>2</sup>, а амплитуда – 70 м. Два последних тектонических элемента имеют несколько вытянутую форму и относительно простое симметричное строение. В западной части наклонного мегапрогиба на абсолютной глубине 1300 м оконтурена Тигян-Сенекская впадина, округлой формы, охватывающая площадь около 300 км<sup>2</sup>.

В восточной части располагается Тигяно-Анабарский наклонный мегавал. Положительная структура I порядка оконтурена по изолиниям -400 и -600 м. На северо-востоке часть границы структуры совпадает с высокоградиентной зоной в рельефе, а остальные – плавно извилистые. Площадь тектонического элемента I порядка составляет около 14200 км<sup>2</sup>, а амплитуда – около 500 м. Тигяно-Анабарский наклонный мегавал осложнен одной положительной структурой II порядка, одной отрицательной и четырьмя положительными структурами III порядка. В западной части тектонического элемента I порядка по изолинии -450 м оконтурен широтно вытянутый Гусихинский мезовал, площадь которого составляет около 3500 км<sup>2</sup>, а амплитуда около 450 м. Мезоструктура осложнена Косистым и Белогорско-Сопочным куполовидными поднятиями. Белогорско-Сопочное куполовидное поднятие оконтурено по изолинии -300 м, вытянут в широтном направлении, охватывает площадь около 1800 км<sup>2</sup> при амплитуде 300 м. На востоке и западе вала можно выделить локальные поднятия, которые территориально почти совпадают с зонами отсутствия юрских отложений. В вершинных частях локальных поднятий под четвертичными образованиями залегают палеозойские толщи. Косистое куполовидное поднятие ограничено на абсолютной глубине 300 м, охватывает площадь около 560 км<sup>2</sup> и имеет амплитуду около 300 м. В центральной части Тигяно-Анабарского наклонного мегавала по изогипсе -600 м оконтурена Бегичевская впадина (площадь около 600 км<sup>2</sup>, амплитуда более 300 м). Впадина вытянута в широтном направлении, имеет симметричное строение. Северо-западнее Бегичевской впадины располагается Нордвикское куполовидное поднятие, оконтуренное по изолинии -250 м. Площадь положительной структуры равна 700 км<sup>2</sup>, амплитуда около 250 м. Западный склон куполовидного поднятия более крутой, чем восточный. В купольной части поднятия отсутствуют юрские и более молодые отложения. В южной части Тигяно-Анабарского наклонного мегавала располагается Ильинско-Кожевниковское куполовидное поднятие, оконтуренное на абсолютной глубине 200 м, и охватывающее площадь около 200 км<sup>2</sup>.

На востоке района, южнее Усть-Анабарского мезопрогиба выделяется отрицательная структура III порядка осложняющая Северо-Сибирскую мегамоноклизу – Суоламский структурный мыс.

Центральная часть АХС характеризуется сложной дислоцированностью пород, проявлением солянокупольной и дизъюнктивной тектоники. Соляные купола выявлены на Нордвикской, Кожевниковской и других площадях (Конторович и др., 2021). По геофизическим данным предполагается ряд поднятий с "погребенными" соляными куполами (Калинко, 1959). Теоретически достаточно небольшого различия давлений, вызванного неоднородной плотностью вышележащих пород, наличием неровности фундамента, пологой складки или разрыва, чтобы началось образование скоплений соли и рост складки с соляным ядром, который завершается образованием соляных куполов на фоне слабо нарушенного залегания пластов (Hudec, Jackson, 2007). Складкообразовательные процессы, имевшие место в конце меловой эпохи, по-видимому, дали толчок для формирования соляных штоков. Образование и рост соляных штоков приводили к изменению структурных планов некоторых локальных поднятий, дроблению структур на блоки и возникновению новых дизъюнктивных нарушений в зонах проявления процессов соляной тектоники. Длительное время АХС была приподнята над смежными территориями севера Сибирской платформы. Это должно было способствовать массовой миграции углеводородов (УВ) со стороны погруженных зон к седловине. В пределах самой седловины имеется ряд положительных структур II порядка и локальных поднятий с вполне удовлетворительными структурными параметрами (амплитуда, соотношение длинных и коротких осей). Структуры центральной части характеризуются высокими амплитудами и максимальными плотностями разрывных нарушений. Здесь же многие структуры осложнены соляными куполами и их кепроками (Степаненко, 1985).

### 2.3 Нефтегазоносность

Территория АХМ большей частью относится к Анабаро-Хатангской НГО, юг исследуемого района относится к Анабарской НГО, а восток к Лено-Анабарской НГО. В результате поисково-разведочных работ, проходивших с середины 40-х годов, в АХМ наряду с уже известными поверхностными нефтепроявлениями были открыты Южно-Тигянское и Нордвикское месторождения, а также нефтепроявления различной интенсивности на Кожевниковской, Ильинской, Чайдахской площадях глубокого бурения (Грамберг, 1968). В Анабаро-Хатангской НГО нефте- и газопроявления известны по всему вскрытому разрезу. Масштабы углеводородных скоплений варьируют от слабых проявлений до полупромышленных притоков. Наибольшее количество нефтепроявлений известно в отложениях верхнего палеозоя и нижнего мезозоя (Рисунок 6) (Фомин, 2013; Пронкин и др., 2013). В триасовых и юрских отложениях они приурочены, как правило, к зонам дизъюнктивных нарушений и имеют меньшую площадь распространения по сравнению с нефтепроявлениями в пермских отложениях. Нефтепроявления различной интенсивности зафиксированы как непосредственно на дневной поверхности (п-ов Нордвик, в русле р. Чайдах, на юго- восточном берегу бухты Кожевниково и т.д.), так и в скважинах (Фомин, 2013). Максимальная насыщенность нефтью отмечается в пермских отложениях, в зоне между верхней частью нижнекожевниковской и нижней частью верхнекожевниковской свит (Каширцев и др., 2013).

Изученные нефти почти на 70% представлены тяжелыми разностями: р420=0,916-0,987 г/см<sup>3</sup>. Нефти Нордвикской площади в юрских и триасовых («подкарнийских») отложениях на глубинах 0-130 м –  $\rho = 0.912-0.942$  г/см<sup>3</sup>; в низах этого горизонта триаса на глубинах 422-433 м встречена легкая нефть конденсатного типа (р=0,758 г/см<sup>3</sup>). В нижележащих пермских отложениях тустахской свиты (глубины 540-675 м) преобладают нефти от легких до средней плотности (р=0,848-0,879 г/см<sup>3</sup>). На Южно-Тигянской площади зафиксированы исключительно тяжелые нефти: для верхнекожевниковской толщи плотность нефтей составляет р=0,930-0,946 г/см<sup>3</sup>, в подстилающих слоях нижней перми –  $\rho$ = 0,937-0,979 г/см<sup>3</sup>. Вязкость нефти на Южно-Тигянской площади колеблется от 3 до 882 сСт. В разрезе Ильино-Кожевниковской площади тяжелые нефти ( $\rho$ = 0,916-0,965 г/см<sup>3</sup>) составляют более 60%. Нефти средней плотности (р=0,878-0,882 г/см<sup>3</sup>) локализованы в основном в верхнепермских породах (инт. 1379-1492 м). Отличительной чертой нефтей является их повышенная сернистость, возрастающая от Нордвикской площади (1-2%) к Южно-Тигянской (2,5-4,5%). Содержание асфальтовосмолистых веществ значительное; концентрация смол от 20 до 50%, асфальтенов от 3,5 до 25,5%. Доля бензиновых фракций обычно не превышает 10-20%; фракции 200-380°С составляют 30-40%, остаток 350°С – иногда более 60%. В составе преобладают метано-нафтено-ароматические и нафтеново-ароматические УВ, что наиболее характерно для пермских нефтей. В юрских

	Отдел		Свита	площади глубокого бурения							
Система		Ярус		Нордвикская	Ильинская	Кожевниковская	Чайдахская	Южно-Тигянская	СевереСуолемская	Гуримисская	Урунг-Тумусская
К	Kı							•			
рская	J <sub>3</sub>						•	•			
	$\mathbf{J}_2$			•			•	•			
¥	J1			•	•	•	•	•			
	ний	T <sub>3n-r</sub>	чайдахская	•	•	٠	•	•			
	верхн	Т <sub>3к</sub>		•	•	•	•	•			
совая	средний	T 31	гуримисская	<b>▲</b> ○	•	•	•	•			•
триа		T <sub>2a</sub>		•			•	•			
	кний	T <sub>10</sub>		•			•	•			
	КИН	$P_{2t}$ - $T_{1i}$	эффузивно-туфовая								
в	рхний	P <sub>2t</sub>	мисайлапская		•		•	•			
рмска	ă	P <sub>2u-kz</sub>	верхнекожевниковск		<b>A</b>	<b>▲</b> o	•	•			
ш	нижний	P <sub>1k</sub>	нижнекожевниковс	•	<b>▲</b> o	•	•	<b>▲</b> o	•		
		P <sub>1ar-s</sub>	тустахская	•	•		•			•	
D-C											
е											
Rf											
▲ - скважины • - нефтепроявления • - газопроявления											

отложениях обычно встречаются нафтеноароматические разности (Арчегов и др., 1998; Филатов и др., 1999; Арчегов, Степанов, 2009;).

Рисунок 6 – Нефтегазопроявления Анабаро-Хатангской НГО (Пронкин и др., 2013)

Так как большая часть территории исследования и открытые в ее пределах месторождения относятся к Анабаро-Хатангской НГО, далее представлена характеристика нефтегазоносных комплексов (НГК) данной НГО.

Исходя из особенностей строения, состава пород, слагающих осадочный чехол, истории развития, установлено развитие пяти перспективных нефтегазоносных комплексов (снизувверх): верхнепротерозойский, нижне-среднепалеозойский, верхнепалеозойский, триасовый и верхнемезозойский (Афанасенков, 2019). Также существует другое выделение основных НГК: верхнепротерозойский, вендско-среднепалеозойский, пермский и мезозойский (Кусков, Ступакова, 2013). Согласно (Еремин, Шабалин, 2017; Дмитриевский и др., 2018) начальные условные локализованные В Анабаро-Хатангской суммарные ресурсы, ΗΓΟ R верхнепротерозойском комплексе составляют (млн т н.э./у.т.) – 1001, нижне-среднепалеозойском - 968, верхнепалеозойском - 5807.

Далее представлена краткая характеристика перспективных нефтегазоносных комплексов Анабаро-Хатангской НГО.

#### Верхнепротерозойский НГК

Верхнепротерозойский НГК представлен отложениями рифея и венда. Сведений о продуктивности осадков верхнепротерозойского НГК, а также перекрывающего его нижнесреднепалеозойского комплекса в пределах Анабаро-Хатангского междуречья пока мало. Повышенной битуминозностью отличаются песчаники лабазтахской и бурдурской свит рифея в зоне контакта с доломитами нижнего кембрия в бассейнах рек Фомич и Рассоха. Породы верхнепротерозойского комплекса могут быть вскрыты только в южной части Анабаро-Хатангской седловины на глубине 4000–5000 м, являющейся максимально доступной для глубокого бурения. Региональными коллекторами можно здесь считать нижнюю часть рифейских образований, сложенную терригенными породами и отложениями венда, представленными фитогенными доломитами.

Коллекторские свойства их изучены в обнажениях на северном склоне Анабарской антеклизы. Пористость в обоих случаях колеблется в пределах 10-18 %, а проницаемость от единиц до первых десятков миллидарси. Эти отложения вскрыты скважинами на Костроминской и Хорудалахской площадях, где при испытании из них получены притоки пластовых вод – 33,6 м<sup>3</sup>/сутки и 161,3 м<sup>3</sup>/сутки соответственно, что подтверждает наличие коллекторов в осадках данного возраста.

Локальные горизонты-коллекторы предполагаются также в верхней части рифея, в местах полного размыва старореченской свиты венда (Зуйкова, 2006). Наличие залежей УВ на северозападном склоне Анабарской антеклизы при благоприятных структурных условиях

прогнозируется в верхнем протерозое для технически доступных глубин на широте не севернее Улаханской площади (Анализ..., 2010).

## Нижне-среднепалеозойский НГК

Нижне-среднепалеозойский НГК представлен отложениями кембрия и нижнего карбона. Комплекс может быть вскрыт скважинами, как в южной, так и в северной частях седловины. Наиболее вероятные перспективы нефтегазоносности этого комплекса связывают с коллектором регионального распространения – чабурским горизонтом алданского яруса нижнего кембрия. В основании горизонта залегает пачка терригенных пород: конгломератов, гравелитов, песчаников, выше – пачка карбонатных пород: известняков, фитогенных доломитов, мергелей. Наиболее высокими и хорошо выдержанными по простиранию емкостными и фильтрационными свойствами обладает терригенная пачка, пористость составляет 15–20%, проницаемость колеблется от десятков до тысяч миллидарси. Коллекторы венда и чабурского горизонта нижнего кембрия перекрываются очень плотной и непроницаемой карбонатной толщей среднего кембриянижнего карбона (Анализ..., 2010).

Покрышкой для возможных залежей в нижележащих осадках, вероятно, могут служить и отложения нижнего девона, представленные на п-ове Нордвик соленосной толщей (Зуйкова, 2006). Средний девон представлен гипсоносной толщей, при прохождении которой наблюдалось интенсивное поглощение бурового раствора в толще кепрока, где породы по существу представляют сплошную тектоническую брекчию. В отложениях нижнего и среднего девона нефтепроявления не зафиксированы. Среди верхнедевонских карбонатных пород на дневной поверхности встречаются пористые и кавернозные разности, которые могут представлять интерес, как возможные коллектора. В свежем изломе пород как на обнажениях, так и в скважинах, присутствует битуминозный запах. Такого же рода нефтепроявления зафиксированы в нижнекаменноугольных известняках, которым свойственна пелитоморфная или даже афанитовая структура, исключающая движение в них жидкостей. В порах и кавернах известняков обнаружена быстроиспаряющаяся легкая нефть и битум. Однако в процессе бурения наблюдались зоны интенсивного поглощения и даже ухода глинистого раствора, объяснением этому служит наличие трещин в разрезе.

#### Верхнепалеозойский НГК

Верхнепалеозойский НГК представлен терригенными отложениями средневерхнекаменноугольного и пермского возрастов. Комплекс характеризуется уже доказанной региональной нефтегазоносностью и вскрыт скважинами полностью или частично на всех площадях Анабаро-Хатангского междуречья. Сложен ритмичным чередованием алевритопесчаных и алеврито-глинистых пачек, среди которых встречаются интрузии долеритов. Коллекторские свойства отложений в пределах региона значительно изменяются в зависимости, в первую очередь, от приуроченности к различным зонам прогрессивного катагенеза и динамокатегенеза (Мазитов и др., 2019). Так, если породы верхней и нижней перми в Нордвикском районе находятся в нижней зоне начального катагенеза, их пористость составляет 15–20%, а проницаемость – единицы и десятки миллидарси, то к югу (Сындасская площадь) они располагаются в средней зоне начального катагенеза и пористость их составляет уже 30–35%, а проницаемость увеличивается до нескольких десятков миллидарси (Анализ..., 2010).

Песчаные горизонты нижней и средней частей тустахской свиты, залегающей в основании комплекса, имеют низкие коллекторские свойства, вверх по разрезу происходит их улучшение. К югу от п-ва Нордвик в верхней части тустахской свиты уменьшается доля песчаников и в этом же направлении ухудшаются коллекторские свойства. Отмечается общее уменьшение нефтепроявлений в южном направлении. Ухудшение коллекторских свойств продолжается на площадях Анабарской НГО. Все вышесказанное свидетельствует о незначительных перспективах на обнаружение промышленных залежей нефти в тустахской свите южнее п-ва Нордвик (Зуйкова, 2006).

Нижнекожевниковская свита (нижняя пермь) вскрыта скважинами на различную глубину. Коллекторские свойства песчаников улучшаются снизу-вверх по разрезу. Такая же особенность характерна и для распределения нефтепроявлений по разрезу. Для нижних горизонтов свиты наблюдается тенденция к улучшению нефтепроявлений к югу от п-ва Нордвик.

Коллекторы песчаников верхнекожевниковской свиты (верхняя пермь) заметно ухудшаются в направлениях от Чайдахской площади к Южно-Тигянской, Ильинской и Кожевниковской. На крайней восточной Гуримисской площади нефтепроявления не отмечены (Афанасенков, 2019).

Горизонты мисайлапской свиты (верхи перми) в связи с их низкой проницаемостью и пропитанностью тяжелой нефтью не рассматриваются, как промышленно нефтеносные. Пользуясь априорной геологической информацией Анабаро-Хатангского междуречья и учитывая результаты сейсмических исследований на левобережье Хатангского залива, верхнепалеозойский комплекс пород является наиболее перспективным для обнаружения залежей нефти и газа в пределах северо-западной части Анабаро-Хатангского междуречья. Следует отметить, что перспективы нефтегазоносности всех локальных поднятий (Белогорское, Лабазное, Журавлиное), выявленных в последнее время сейсморазведочными работами на северном борту седловины, связаны с вышеуказанным комплексом терригенных отложений верхнего палеозоя, а также нижнего мезозоя (Фомин, 2013).

В разрезе верхнепалеозойских и нижнемезозойских образований обнаружены мелкие нефтяные залежи на Нордвикской, Ильинской, Кожевниковской, Чайдахской и Южно-Тигянской площадях. Кроме того, при опробовании пермских песчаных горизонтов на Южно-Суолемской,

Северо-Суолемской и Гуримисской площадях получены притоки пластовой воды с пленкой нефти, а из скв. 1, пробуренной в 1985 г. на Южно-Тигянской площади, извлечен керн раннепермского возраста, насыщенный вязкой нефтью (Фомин, 2013).

Из средне-верхнего карбона отложений И нижней перми максимальным нефтенасыщением обладает верхний песчано-алевритовый горизонт (XI горизонт) нижнекожевниковской свиты, притоки нефти из которого составили от 8,1 до 12,3 м<sup>3</sup>/ сут (Южно-Тигянская скв. Р-102). Коллекторские свойства отложений этого возраста весьма изменчивы как по вертикали, так и по латерали. Максимальные значения пористости (49%) и проницаемости (0,096 мкм<sup>2</sup>) имеют песчаники нижнекожевниковской свиты на восточном поднятии Южного Тигяна (Единархова, 2012).

Верхнепермские образования характеризуются различными по характеру и интенсивности нефтепроявлениями. Наибольшим насыщением углеводородами обладают прикровельные горизонты верхнекожевниковской свиты, из которых получены максимальные притоки нефти – до 0,56 м<sup>3</sup>/сут (Ильинская скв. Р-19) и газа 2,56 тыс. м<sup>3</sup>/сут (Южно-Тигянская скв. Р-108). Коллекторские свойства песчаников низкие. Пористость колеблется от 8,55 % (Ильинская скв. Р-1) до 28,7 % (Чайдахская скв. Р-250), проницаемость от 0,001 мкм<sup>2</sup> (Южно-Тигянская скв. Р-152) до 0,446 мкм<sup>2</sup> (Чайдахская скв. Р-250).

Следует отметить, что по результатам бурения колонковых скважин, в процессе бурения Северо-Суолемской скв. 21 из интервала глубин 832–847 м (мисайлапская свита) были подняты нефтенасыщенные песчаники. Этот факт предопределяет необходимость изучения отложений мисайлапской свиты, которые могут оказаться перспективными для обнаружения залежей УВ в благоприятных структурных условиях.

Судя по региональным данным, в направлении с севера на юг происходит уменьшение степени диагенеза пермских осадков, что положительно влияет на улучшение их коллекторских свойств, а также наблюдается увеличение содержания песчаных прослоев в их разрезе (в связи с приближением к области сноса). Насыщенность разреза интрузиями и наличие большого количества разрывных нарушений снижает интерес к отложениям верхнего палеозоя в нефтегазопоисковом отношении. Однако интрузии могли сыграть и положительную роль в процессе переформирования и сохранности залежей, а разрывные нарушения могли создать условия для образования тектонически экранированных залежей и изменять коллекторские свойства пород за счет увеличения их трещиноватости, а также являться путями миграции УВ на более высокие стратиграфические уровни.

### Триасовый НГК

Триасовый комплекс на большей части рассматриваемой территории представлен средним и верхним отделами, нижний отдел пользуется ограниченным распространением.

Нефтепроявления в отложениях нижнего триаса имеют вторичный характер и связаны с миграцией из нижележащих пород (Зуйкова, 2006).

Отложения среднего триаса содержат большее количество песчаников, обладающих лучшими коллекторскими свойствами по сравнению с нижележащими породами. Однако за исключением верхнего («подкарнийского») горизонта, отдельные пласты песчаников не прослеживаются по простиранию и не имеют выдержанных глинистых покрышек. Жидкая нефть пропитывает породы среднего триаса в виде пятен, довольно часто приурочена к сбросовым трещинам. Нефтепроявления не связаны с определенной частью разреза, а рассеяны по всей толще среднего триаса. Исключением является «подкарнийский» горизонт на п-ве Нордвик. Здесь к нему на южном крыле Нордвикской антиклинали приурочена залежь нефти, экранированная сбросом. Возможно, наличие такой залежи и в западной части структуры. На Тигяно-Сопочном мегавале залежи нефти в «подкарнийском» горизонте прогнозируются на Чайдахской площади. Нефтепроявления в песчаниках верхнего триаса встречаются гораздо реже, чем в нижележащих горизонтах среднего триаса, и характеризуются меньшей интенсивностью. Распределение нефтей как по площади, так и по разрезу указывает на их связь с дизьюнктивными нарушениями.

В целом, триасовые отложения обладают значительно меньшим нефтенасыщением, чем подстилающие их пермские осадки. Макроскопические нефтепроявления встречаются по разрезу довольно редко и характеризуются большой рассеянностью и постепенным увеличением интенсивности вверх по разрезу. Максимальные нефтегазопроявления приурочены к подкарнийскому горизонту среднего триаса (гуримисская свита) на площади Урюнг-Тумус, где из скв. К-429 был получен приток нефти дебитом 0,96 м<sup>3</sup>/сут, а из скв. Р-41 – приток газа дебитом 13 тыс. м<sup>3</sup>/сутки. Коллекторские свойства песчаников изменяются в широких пределах: пористость от 6 % до 35 %, а проницаемость от 0,05·10<sup>-3</sup> до 0,131 мкм<sup>2</sup> (Садыкова, 2019).

#### Верхнемезозойский НГК

Верхнемезозойский комплекс представлен отложениями юры и мела. Коллекторские свойства нижнеюрских песчаников благоприятны для скопления залежей нефти, особенно в отложениях аалена–байоса. Встречающиеся нефтепроявления тесно связаны с дизъюнктивными нарушениями. Верхнеюрские отложения по своему литологическому составу могут служить покрышкой.

Меловые отложения представлены чередованием глинистых и песчаных горизонтов, которые, по-видимому, обладают высокими коллекторскими свойствами и имеют непроницаемые покрышки в виде угленосных горизонтов. Однако в силу небольшой мощности этих покрышек они вряд ли являются надежными. Нефтепроявления наблюдаются только на дневной поверхности в обнажениях северо-западного берега п-ва Нордвик и на Ильинской
площади в виде примазок густой нефти по трещинам и по окрашенному кальциту в этих трещинах (Фомин, 2013).

Перспективы мезозойского НГК снижаются высоким гипсометрическим положением комплекса, что отрицательно влияет на сохранность залежей. При этом необходимо также учитывать, что практически весь его разрез расположен в зоне многолетней мерзлоты (Фомин, 2013).

Юрско-меловые отложения, перекрывающие весь комплекс пород осадочного чехла характеризуются слабыми нефтепроявлениями, представленными региона, В виде незначительных примазок жидкой нефти, примазок густой и вязкой нефти по трещинам, присутствием твердого битума в породе. Реже нефтепроявления выражаются пятнистым насыщением жидкой нефтью и значительно реже – сплошным насыщением жидкой нефтью. При нефтепроявлений намечается определенная рассмотрении характера закономерность, выражающаяся в усилении их признаков вблизи зон нарушений и наоборот, ослабление признаков нефтепроявлений вплоть до полного исчезновения, на удалении от зон нарушения (Афанасенков, 2019).

#### Характеристика нефтегазопроявлений исследуемой территории.

**Нордвикское нефтегазопроявление** (Рисунок 7) расположено на полуострове Нордвик, отделяющем Нордвикский залив от Хатангского.

Основным тектоническим элементом полуострова является антиклинальная складка, шарнир которой имеет направление 3C3 – ВЮВ, углы падения, в среднем 15°. В восточной части полуострова складка прорвана соляным штоком, имеющим в плане эллипсоидальную форму. Видимые размеры складки 13 х 8 км, действительные размеры 30 х 18 км. Размер соляного штока по длинной оси 3,3 км, по короткой – 0,9 км. Нордвикская складка характеризуется широким развитием разрывных нарушений, в основном, сбросового типа, амплитуда которых достигает 500 м. Вблизи боковой поверхности соляного штока породы наклонены под довольно крутыми углами и фиксируется диапировое выклинивание отдельных горизонтов (Мазитов и др., 2019).

Нефтепроявления различной интенсивности наблюдаются как на дневной поверхности, так и на глубине в разрезах скважин почти во всех комплексах. В процессе разведочных работ на южном крыле складки в подкарнийском горизонте, залегающем здесь на глубинах до 120 м, была обнаружена узкая присбросовая малодебитная (с начальными дебитами до 1 м<sup>3</sup>/сут) залежь нефти. При опробовании песчаных горизонтов пермских отложений были получены незначительные притоки нефти до 0,03 м<sup>3</sup>/сут и воды до 7 м<sup>3</sup>/сут (Афанасенков, 2019). Значительные притоки пластовых вод были получены при опробовании верхнедевонских и нижнекаменноугольных известняков (до 40 м<sup>3</sup>/сут). При опробовании различных горизонтов

мезозойских отложений от среднего триаса до батского яруса установлены различные притоки пластовых вод с дебитом до 170 м<sup>3</sup>/сут и небольшие притоки газа с дебитом до 500 м<sup>3</sup>/сут.

Рисунок 7 – Нордвикское нефтегазопроявление. Структурная карта по кровле среднего триаса (А) и геологический разрез (Б) (по М.К. Калинко, 1959)

1 стратоизогипсы (м); 2 скважины; 3 аргиллиты; насыщение песчаников: 4 газом, 5 нефтью; 6 водой; 7 линия геологического разреза.

38

**Южно-Тигянское нефтегазопроявление** (Рисунок 8) расположено в центральной части Анабаро-Хатангского междуречья, у руч. Тигян. Приурочено к крупной брахиантиклинальной складке, шарнир которой простирается с СЗ на ЮВ и, ундулируя, образует на своде два поднятия – Западное и Восточное, разделенные небольшой седловиной.

В своде складки на дневную поверхность выходят верхнеюрские отложения, на периклинали и на южном крыле – породы тигянской свиты. Южно-Тигянская складка по распространению пород верхнего валанжина и готерива имеет в длину 19 км и в ширину 6 км. Складка имеет асимметричный характер. Углы падения верхних горизонтов на южном крыле достигают 12°, на северном – 3–4°. Характерной особенностью описываемой структуры является широкое развитие разрывных нарушений, в основном, сбросового типа, локализующихся в ее сводовой части. В пределах Южно-Тигянской антиклинальной складки на дневной поверхности нефтепроявлений не наблюдается, но в скважинах фиксируются нефтепроявления во всем вскрытом интервале разреза от нижней перми до нижнего мела включительно, на глубинах от 70 до 1955 м и, по данным люминесцентно-битумонологического анализа, от 70 до 2254 м. самой насыщение пород нефтью наблюдается В Максимальное верхней части нижнекожевниковской свиты и в нижней части верхнекожевниковской свиты. В пределах Восточного поднятия Южно-Тигянской антиклинальной складки в этом же горизонте имеется скопление нефти, приуроченное также к расположенной в южной части присводовой части складки зоне повышенной проницаемости, размеры которой точно не установлены. Несмотря на относительно высокую проницаемость пород на этой структуре, причиной низких дебитов является большая вязкость содержащихся в них нефтей. В верхнепермских отложениях опробованию подверглись 8 песчаных горизонтов, причем в 3-х из них были получены притоки нефти от 0,5 м<sup>3</sup>/сут, воды до 1,0 м<sup>3</sup>/сутки и газа до 2500 м<sup>3</sup>/сутки.





Рисунок 8 – Южно-Тигянское нефтегазопроявление. Структурная карта по кровле нижнекожевниковской свиты (А) и геологический разрез (Б) (по Калинко, 1959)

1 – стратоизогипсы (м); 2 – скважины; вероятная площадь: 3 – промышленной залежи, 4 – общая площадь залежи; насыщение песчаников: 5 – газом, 6 – нефтью; 7 – водой; 8 – продуктивные горизонты; 9 – линия геологического разреза.

# 3. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РЕГИОНА

#### 3.1 Гидрогеологическая стратификация

Согласно карте гидрогеологического районирования Российской Федерации (Карта гидрогеологического..., 2001; Пояснительная записка..., 2001) территория исследования расположена в пределах двух артезианских бассейнов: Нордвикского и Хатангского. В их пределах можно выделить два водоносных этажа: верхний (верхнемезозойско-кайнозойский) этаж – повсеместно распространенный – толща многолетнемерзлых пород (ММП), являющаяся мощным флюидоупором для всей территории, и нижний этаж (протерозой-среднемезозойский) – это нижне-среднемезозойские, палеозойские и протерозойские отложения, находящиеся ниже границы зоны промерзания. Анализ опубликованных данных и имеющегося фактического материала (результаты ГИС по 32 скважинам 13 площадей) позволил выделить 11 гидрогеологических комплексов (снизу – вверх): рифейский, венд-кембрийский, девонский, каменноугольный, пермский, триасовый, нижне-среднеюрский, верхнеюрский, неокомский, аптальб-сеноманский, четвертичный (Таблица 2). Ниже представлена краткая характеристика комплексов (Черных, 2012, 2014).

Рифейский водоносный комплекс (8(Rf)) включает в себя мукунский водоносный с весьма низкими коллекторскими свойствами и билляхский водоупорный горизонты. Комплекс вскрывается на Южно-Суолемской, Костроминской и Хорудалахской площадях, получены притоки пластовых вод 33,6 м<sup>3</sup>/сутки и 161,3 м<sup>3</sup>/сутки, плотностью 1,05 г/см<sup>3</sup> хлоридного натриевого состава с минерализацией до 40 г/дм<sup>3</sup>; pH 5,5-8,0, CO<sub>2</sub> свободный до 15,1 мг/дм<sup>3</sup> (Проскурин и др., 2013).

Венд-кембрийский водоносный комплекс (8(V-Є)) представлен эдиакарско-тойонским водоносным и амгинско-майским водоупорным горизонтами. Терригенные породы в нижней части водоносного горизонта имеют пористость 15-20% и проницаемость от 0,1 до 1 мкм<sup>2</sup> (Садыкова, 2019). Амгинско-майский водоупорный горизонт вскрыт на Южно-Суолемской, Северо-Суолемской, Улаханской, Восточной и Хорудалахской площадях. Притоки пластовых вод, полученные из водоносного горизонта, имеют дебиты до 33,6 м<sup>3</sup>/сут. Воды хлоридного натриевого и кальциево-натриевого состава с минерализацией до 200,7 г/дм<sup>3</sup>, плотностью 1,03 г/см<sup>3</sup>, рН 5,6-8,9; СО<sub>2</sub> свободный до 12,67 мг/дм<sup>3</sup> (Проскурин и др., 2013).

Девонский водоносный комплекс (8(D)) включает в себя эмско-живетский водоносный, жединско-зигенский и франско-фаменский водоупорные горизонты. Вскрыт на севере

территории исследования скважинами на Кожевниковской и Нордвикской площадях, а также на Южно-Суолемской площади. Дебиты пластовых вод хлоридного натриевого состава достигают 39,2 м<sup>3</sup>/сут, минерализация 237,2-266,6 г/дм<sup>3</sup> в районах с солянокупольной тектоникой и до 23 г/дм<sup>3</sup> в зонах ее отсутствия.

	a	Гидрогеологические подразделения							
Эра	Систем	водоносный/водоупорный горизонт		водоносный комплекс		водонос ный этаж			
KZ	ð	плейстоцен-голоценовый	2(Q <sub>1-2</sub> )	четвертичных 8Q отложений		й	(Z)		
	К	среднеапт-сеноманский	$2(K_1al-K_2s)$	апт-альб-	8(K <sub>1</sub> a-	КНИ	3-K		
		нижнеаптский	$4(K_1a)$	сеноманский	$K_2s$ )	eby	ΜZ		
		валанжин-барремский	$2(K_1v-K_1br)$	неокомский	$8(K_1v-K_1br)$	B	D9(1		
		титонский	$4(J_3tt)$			Водон ный этал Верхний Нижний			
		оксфордско- киммериджский	2(J <sub>3</sub> o- J <sub>3</sub> km)	верхнеюрский	8(J <sub>3</sub> )				
MZ	ſ	батский	4(J <sub>2</sub> bt)			8(I. c)			
		аален-байосский	$2(J_2a-J_2b)$	แมงเมออกอาแอเอกอเหมนั	$\mathbf{Q}(\mathbf{L},\mathbf{r})$				
		плинсбах-тоарский	$4(\mathbf{J}_1\mathbf{p}\mathbf{-}\mathbf{J}_1\mathbf{t})$	нижнеереднеюрский	<b>O(J</b> 1-2)				
		геттанг-синемюрский	$2(J_1h-J_1s)$						
	Т	верхненорийский	$4(T_3n_2)$				-PZ-MZ <sub>2</sub> )		
		верхнеоленекско- нижненорийский	$2(T_1o_2-T_3n_1)$	триасовый	8(T)	НИЙ			
		индско-нижнеоленекский	$4(T_1i-T_1o_1)$						
	•	вятский	4(P <sub>3</sub> v)	пермский	8(P)	8(D) 11X(I			
	[	ассельско-северодвинский	$2(P_1a-P_3s)$	пермекии	0(1)	Ηı	PR		
	С	турнейско-серпуховский	$2(C_1t-C_1s)$	каменноугольный 8(С)			)6		
N		франско-фаменский	$4(D_3f-D_3fm)$						
Р	D	эмско-живетский	$2(D_1e-D_2zv)$	девонский	8(D)	Нижний Е			
		жединско-зигенский т	$4(D_1z-D_1zg)$						
	ζL)	амгинско-майский	$4(\varepsilon_2 \text{am-} \varepsilon_2 \text{m})$						
	Λ	эдиакарско-тойонский	$2(V_2e-C_2tn)$	венд-кембрийский 8(V-€)					
PF	ff	билляхский	4(Rf <sub>3</sub> )	nuteŭcruŭ	$8(\mathbf{Pf})$				
	R	мукунский	$2(Rf_2)$	рифенский	0(KI)				

Таблица 2 – Гидрогеологическая стратификация Анабаро-Хатангского междуречья

Примечание: голубым цветом выделены водоносные горизонты, серым – водоупорные.

Каменноугольный водоносный комплекс (8(С)) представлен турнейско-серпуховским водоносным горизонтом, сложенным карбонатной толщей раннекаменноугольного возраста, представленной органогенно-обломочными известняками, доломитами с прослоями аргиллитов, мощностью до 750 м. По данным ГИС в нижней части горизонта выделяются проницаемые пласты трещинно-кавернозного типа, обладающие высокими ФЕС (Садыкова, 2019). Притоки хлоридных натриевых вод получены на Южно-Суолемской и Нордвикской площадях. Величина общей минерализации пластовых вод в скважине Южно-Суолемская 10 составляет 23-25 г/дм<sup>3</sup>, на Нордвикской площади гораздо выше – 237-267 г/дм<sup>3</sup>.

В пермском водоносном комплексе (8(Р)) выделяются ассельско-северодвинский водоносный и вятский водоупорный горизонты. Ассельско-северодвинский водоносный горизонт не был объединён с нижезалегающим турнейско-серпуховским в связи со значительной разницей в составе пород и перерывом в осадконакоплении (или размывом), охватывающем средний и поздний карбон. Он вскрывается на Северо-Суолемской, Чайдахской, Гуримисской, Южно-Тигянской, Ильинской, Кожевниковской, Улаханской и Нордвикской площадях. ФЕС терригенных пород по разрезу существенно изменяются. Пористость песчаников варьирует от 18-20% до 10%, проницаемость от 7,8·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> до 0,01·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Пористость алевролитов составляет 9-10 %, проницаемость менее 0,01·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> (Садыкова, 2019). Дебиты вод, полученных на Гуримисской площади, достигают 288-316 м<sup>3</sup>/сут, воды хлоридного натриевого состава, величина общей минерализации варьирует от 25,3-80,9 г/дм<sup>3</sup>, pH до 7,6 и плотностью 1,033 г/см<sup>3</sup> (Проскурин и др., 2013). Температура пластовых вод достигает 44°С, пластовое давление на глубинах испытываемых интервалов (1880-1955 м) – 19,6 Мпа. На Нордвикской площади получены притоки хлоридных натриевых вод, дебитом до 1 м<sup>3</sup>/сут, величина общей минерализации варьирует от 160,1 до 265,1 г/дм<sup>3</sup>. В пределах Южно-Тигянской площади получены небольшие дебиты хлоридных натриевых и натриево-кальциевых вод – до 0,4 м<sup>3</sup>/сут (Проскурин и др., 2013). Величина общей минерализации пластовых вод изменяется в малом диапазоне – от 44,7 до 49,5 г/дм<sup>3</sup>. На Чайдахской площади рядом скважин получены притоки пластовых вод со значительными дебитами от 39 до 1500 м<sup>3</sup>/сут. Их величина общей минерализации также варьирует в широких пределах от 15,3 до 93,1 г/дм<sup>3</sup> и увеличивается с глубиной. Растворенные газы преимущественно метановые (азот до 5-13%) (Проскурин и др., 2013). Дебиты водоносного комплекса на Улаханской площади изменяются от 15,9 до 84,6 м<sup>3</sup>/сут. Пластовые воды хлоридного натриевого и натриево-кальциевого состава с величиной общей минерализации до 144,6 г/дм<sup>3</sup> и плотностью 1,04 г/см<sup>3</sup>. В пределах Северо-Суолемской площади получены притоки хлоридных натриевых вод с величиной общей минерализации до 66,4 г/дм<sup>3</sup> и дебитами до 67 м<sup>3</sup>/сут (Проскурин и др., 2013). Плотность вод 1,045 г/см<sup>3</sup>, рН 6,6. В пределах Ильинской и Кожевниковской площадей пластовые воды хлоридного натриевого состава с величиной общей минерализации от 95,1 до 135,3 г/дм<sup>3</sup>.

Триасовый водносный комплекс (8(T)) состоит из верхнеоленекско-нижненорийского водоносного, индско-нижнеоленекского и верхненорийского водоупорного горизонтов. Коллекторские свойства песчаников верхнеоленекско-нижненорийского водоносного горизонта изменяются в широких пределах: пористость от 6 до 35%, а проницаемость от 0,05 до 131·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> (Садыкова, 2019). Комплекс вскрыт на Нордвикской и Кожевниковской площадях, дебиты достигают 4-13,2 м<sup>3</sup>/сут, воды хлоридные натриевые, величина общей минерализации изменяется в пределах от 43,0 до 58,3 г/дм<sup>3</sup> на Кожевниковской и от 123,0 до 312,3 г/дм<sup>3</sup> на Нордвикской

площади. В скважинах наблюдаются небольшие притоки углеводородных газов (Проскурин и др., 2013).

Нижне-среднеюрский комплекс (8(J<sub>1-2</sub>)) включает в себя два водоносных: геттангсинемюрский и аален-байосский; и два водоупорных горизонта: батский и плинсбах-тоарский. Коллекторские свойства песчаников и алевролитов водоносных горизонтов достаточно высокие: пористость от 19 до 23,5 и от 10 до 17%, проницаемость от 1,7 до 10·10<sup>-3</sup> и от 10 до 17·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> соответственно (Садыкова, 2019). Комплекс опробован на Нордвикской площади, где получены дебиты хлоридных натриевых вод с дебитом 2,5-5 м<sup>3</sup>/сут и величиной общей минерализации 184,1-305,9 г/дм<sup>3</sup> (Проскурин и др., 2013).

Верхнеюрский и меловые водоносные комплексы (неокомский и апт-альб-сеноманский) на всех площадях с их распространением полностью проморожены. Завершает разрез полифациальный водоносный комплекс четвертичных отложений, практически сплошным маломощным чехлом покрывающий территорию исследования, где повсеместно наблюдаются включения льда в виде слоев и многочисленных линз. В пределах Анабаро-Хатангской зоны комплекс практически не изучен, ввиду того, что зона деятельного слоя (талого) не превышает 50 см (Садыкова, 2019). По химическому составу подземные воды в основном хлоридные натриевые и гидрокарбонатные кальциевые с широким диапазоном изменения величины общей минерализацией от 0,1 до 298,8 г/дм<sup>3</sup>.

## 3.2 Геотермический режим недр

Изучению геотермических условий Восточной Сибири для выявления течения процессов преобразования OB, газо- и нефтеобразования, формирования и сохранения залежей УВ, контролирующих растворимость УВ в воде, фазовых переходов в углеводородных системах и т.д. уже на протяжении более 50 лет посвящены многие работы А.С. Анциферова, С.В. Алексеева, В.Т. Балобаева, Е.А. Баскова, Г.В. Богомолова, М.Б. Букаты, А.П. Булмасова, В.И. Вожова, В.А. Голубева, В.Н. Девяткина, А.А. Дзюбы, А.Д. Дучкова, И.К. Зайцева, Ю.А. Зорина, Е.В. Ильиной, И.С. Ломоносова, Б.Н. Любомирова, С.В. Лысак, Ф.А. Макаренко, В.В. Павленко, Е.В. Пиннекера, Л.С. Соколовой, И.А. Сурнина, В.Г. Ткачук, Н.И. Толстихина, Н.Я. Тычино и многих других (Богомолов и др., 1971; Дучков, Соколова, 1974; Вожов, 1987; Анциферов, 1989; Букаты, 1997 и др.).

К сожалению, общий объем геотермических исследований скважин в исследуемом регионе не удовлетворяет современным требованиям. На нефтяных и газовых промыслах геотермические исследования проводятся эпизодически, лишь в отдельных случаях, причем во многих методически неправильно и без соблюдения простейших условий, обеспечивающих правильность измерений. Между тем знание температуры недр необходимо для правильной постановки буровых, эксплуатационных и промыслово- геофизических работ и особенно для определения термических условий разработки нефтяных и газовых месторождений (Дьяконов, 1958; Фролов, 1968).

В исследуемом районе были проведены работы по оценке мощности многолетнемерзлых пород, которая варьирует от 0-50 до 500 м и более. ММП развиты практически на всей территории бассейна и оказывают существенное влияние на температурный режим осадочных пород и залежей УВ.

При формировании базы данных геотермических параметров автором была проведена работа по разбраковке имеющихся фактических материалов, изучены термометрии (ГИС) разного качества по 14 поисковым площадям и 122 точечным замерам температур, проведена их интерпретация с разбивкой по стратиграфическим уровням и рассчитаны геотермические параметры (геотермический градиент и ступень) (Таблица 3).

На основе анализа комплекса ГИС (термометрии скважин) и результатов испытания скважин была установлена вертикальная геотермическая зональность АХМ (Рисунок 9). В разрезе соляно-гипсовых и терригенных отложений пластовая температура с глубиной растет монотонно, выделено три геотермических зоны. В первой круглогодично происходят сезонные колебания температур с положительных на отрицательные, что приводит к изменению фазового состояния свободной воды. Она включает в себя деятельный слой (до 1 м) и криогенную толщу до 20 м – граница годовой нулевой амплитуды с температурой до 12 °C ниже нуля.

Crepower	Средний геотермический	Средняя геотермическая	
Скважина	градиент (°С/100м)	ступень (м/1°С)	
Восточная 1	2,57	38,91	
Нордвикская 401	2,36	42,20	
Гуримисская 2	2,27	44,05	
Улаханская 1	2,20	45,45	
Улаханская 2	2,17	46,08	
Южно-Тигянская 1	2,07	48,31	
Гуримисская 1	1,79	55,87	
Северо-Суолемская 2	1,63	61,35	
Хорудалахская 1	1,33	62,50	
Южно-Суолемская 10	1,60	75,19	
Костроминская 1	0,86	116,28	

Таблица 3 – Геотермическая характеристика Анабаро-Хатангского междуречья

Ниже по разрезу выделяется вторая зона – развития мерзлых и охлажденных пород. Она представляет собой породы, монолитно сцементированные льдом, с жилами, клиньями, линзами, гнездами, прослоями и пластами ископаемого льда. Во второй зоне можно выделить верхнюю (глубина залегания до 200 м) и нижнюю подзоны (примерно, до 570 м). Верхняя подзона охарактеризована средним геотермическим градиентом равным 1,5°С/100 м и геотермической ступенью – 66,7 м/1 °С. Именно здесь развиты крепкие рассолы юрских и триасовых отложений с общей минерализацией от 145 до 300 г/дм<sup>3</sup>. Нижняя подзона залегает на глубине нулевой температуры от 540 м (скв. К-402, п-ов Юрюнг-Тумус) до 570 м (скв. Р-1, мыс Илья-Кожевниково). Геотермический градиент и ступень равны 2,16°С/100 м и 46,3 м/1 °С соответственно. Подошва монолитно сцементированных льдом пород залегает значительно выше нулевой изотермы. В некоторых скважинах льдистость пород в керне фиксировалась только до глубины 300 м, а на п-ве Юрюнг-Тумус вблизи соляного штока только до 80 м. В третьей геотермической зоне величины геотермического градиента могут достигать до 2,57 °С/100 м.

Положительные аномалии с величиной геотермического градиента больше 2 °C/100 м обусловлены конвективным тепломассопереносом по раздробленным и трещиноватым зонам разрывных нарушений осадочного чехла и фундамента. На остальной территории геотермический градиент колеблется от 1,6 до 1,8 °C/100 м, за исключением южной части, где он составляет около 0,9 °C/100 м. Низкие значения геотермического градиента связаны, в основном, с наличием мощной толщи многолетнемерзлых пород и малой мощности осадочного чехла на данной территории (Черных, 2018б). Так, современные пластовые температуры в подошве осадочного чехла АХМ в пределах исследуемой территории изменяются от 10-60°C в южной части до 160-230°C в пределах п-ва Нордвик (Рисунок 10). Большая часть территории характеризуется температурами 130-150°C.



Рисунок 9 – Характер вертикальной геотермической зональности в пределах Анабаро-Хатангского междуречья

Термометрия скважин: 1 – Ильинская №111, №38, Кожевниковская №3, №4, №11; 2 – Нордвикская №401, №38, №1; 3 – Чайдахская №250, Южно-Тигянская №1; 4 – Гуримисская №2; 5 – Северо-Суолемская №2; 6 – Улаханская №2; 7 – точечные замеры пластовых температур.

Изменения пластовых температур в кровле рифейских отложений имеют схожий характер увеличения с юга на север, при этом установлено промерзание отложений на юго-востоке территории (Рисунок 11). Максимальные пластовые температуры достигают 80-100°С на севере, юго-западе и востоке п-ва Нордвик. Отложения вендского возраста отсутствуют на юго-востоке исследуемой территории и проморожены на юго-западе. Максимальные пластовые температуры здесь незначительно ниже, чем в кровле рифейских отложений и достигают 70-90°С (Рисунок 12).



Рисунок 10 – Карта пластовых температур в подошве осадочного чехла Анабаро-Хатангского междуречья

1 – скважины, 2 – населенные пункты, 3 – административные границы, 4 – изотермы, °С

В кровле кембрийских отложений установлено полное их промораживание в южной части региона, современные пластовые температуры не превышают 70°С, в среднем составляя от 20 до 50°С (Рисунок 13). Девонские и каменноугольные отложения не имеют распространения на

востоке изучаемой территории и проморожены на юго-западе уже в пределах Костроминской скважины (Рисунок 14). В пределах Нордвикской площади установлены минимальные температуры до 10°С, максимальные температуры, западнее Улаханской площади, также не превышают 70°С.

В подошве отложений пермского возраста минимальные температуры менее 30°C установлены на Нордвикской и Ильинской площадях, большее число площадей находится в зоне температур в пределах 35-60°C, южная часть территории исследования проморожена (Рисунок 15).



Рисунок 11 – Карта пластовых температур в кровле рифейских отложений Анабаро-Хатангского междуречья

1 – скважины, 2 – населенные пункты, 3 – административные границы, 4 – изотермы, °С, 5 – зона

развития многолетнемерзлых пород

В кровле отложений этого же возраста граница промороженной зоны значительно сдвигается на север и практически располагается в пределах Южно-Суолемской площади, также проморожены некоторые участки Нордвикской площади. Максимальные температуры в пределах региона не превышают 40°С (Рисунок 16). Триасовые и юрские отложения отсутствуют на юге территории и полностью проморожены практически на всей территории. Современные пластовые температуры максимально достигают 5-10°С (Рисунок 17).



Рисунок 12 – Карта пластовых температур в кровле вендских карбонатных отложений Анабаро-Хатангского междуречья

Усл. обозначения: см. Рисунок 11

Установлено, что максимальные значения температур в палеозойских отложениях приурочены как правило к центральным и восточным частям изучаемой территории – восточной

части Таймылырского мегопрогиба, Юрянг-Хаянской мегавпадине и осложняющим их отрицательным структурам 3 и 4 порядков.



Рисунок 13 – Карта пластовых температур в кровле кембрийских отложений Анабаро-Хатангского междуречья



Рисунок 14 – Карта пластовых температур в кровле девонских и каменноугольных отложений Анабаро-Хатангского междуречья



Рисунок 15 – Карта пластовых температур в подошве пермских отложений Анабаро-

Хатангского междуречья



Рисунок 16 – Карта пластовых температур в кровле пермских отложений Анабаро-Хатангского

междуречья



Рисунок 17 – Карта пластовых температур в кровле триасовых и юрских отложений Анабаро-

Хатангского междуречья

### 3.3 Распространение криогенной толщи и ее характеристика

В Северном полушарии область распространения многолетнемерзлых пород занимает около 24% суши (22,8·10<sup>6</sup> км<sup>2</sup>), в том числе более 60% территории России. Зона сплошной ММП распространена, практически, по всему арктическому шельфу, и занимает большую площадь, чем зоны прерывистой и островной ММП (Рисунок 18).



Рисунок 18 – Схема распространения многолетнемерзлых пород в пределах Российской Федерации (Brown et al., 2001)

Условные обозначения: 1 – ледники; Зоны распространения ММП: 2 – непрерывного, 3 – прерывистого, 4 – спорадического, 5 – островного.

В районах распространения ММП России добываются около 93% природного газа и 75% нефти, что в стоимостном исчислении дает до 70% годового экспорта страны. Экономическое значение проблемы велико также и потому, что затраты на освоение новых районов нефте- и газодобычи во многом определяются состоянием вечной мерзлоты (Анисимов, 2007).

Криолитозона – это часть земной коры, в которой породы имеют отрицательную температуру вне зависимости от наличия фазового состояния воды в ней. Криолитозона включает в себя мерзлые, морозные и охлажденные породы. Мерзлые породы имеют отрицательную температуру и содержат в своем составе лед, морозные воды. К охлажденным принадлежат породы, имеющие температуру ниже 0°С и насыщенные минерализованными водами. Эти соленые воды с отрицательной температурой называются криогалинными водами,

или криопэгами (Романовский, 1983). Влияние промерзания горных пород на гидрогеологические условия многообразно и весьма значительно, например, промерзание верхних горизонтов литосферы приводит к переходу водоносных и водопроницаемых пород в водонепроницаемые. В результате этого образуются криогенные водоупоры. Они, в свою очередь, представляют собой, в подавляющем большинстве, абсолютные водоупоры, не пропускающие через себя гравитационную воду даже при очень сильных давлениях.

Изучаемая территория относится к северной геокриологической зоне, севернее 72° с.ш., аркто-океанической подзоне, Северо-Сибирской провинции, которая характеризуется почти полным отсутствием протаивания на протяжении всей эпохи охлаждения, и ограничивающейся с севера пределами шельфа, с юга – границей смыкания многолетнемерзлых пород плейстоценового и верхнеголоценового возраста. В пределах шельфа выделяется подзона криогенных толщ плейстоценового возраста, преобразованных морскими водами и залегающих субмаринно. Характерная особенность геокриологической зоны Восточной Сибири непрерывное существование криогенной толщи на протяжении 2,5 млн. лет. Большая часть территории исследования, согласно мерзлотно-ландшафтному районированию республики Саха (Якутия), входит в страну Средняя Сибирь (Анабаро-Оленекская озерно-термокарстовая, Анабарская плоскогорная провинции) (Мерзлотно-ландшафтная карта..., 1989; Мерзлотно-ландшафтная карта..., 2017). В пределах Северо-Сибирской провинции наблюдается двухярусное строение криогенной толщи. Верхний ярус слагают ММП, а нижний – горизонт охлажденных пород, насыщенных солевыми водами и рассолами, имеющими отрицательную температуру. Мощность верхнего яруса мерзлых пород, трещины которых заполнены пресным льдом, невелика от 80 до 300 м. Мощность залегающего ниже яруса охлажденных пород значительная и превышает 500 и более метров. Также, такой тип строения криогенной толщи выделяется и на севере Красноярского края.

На территории АХМ в гидрогеологических структурах с гидрогеохимическими зонами пресных и солоноватых вод, распространены отрицательно-температурные соленые воды и рассолы. Часто встречаются пласты и целые пачки песчаников, насыщенных криопэгами, не замерзающими при температуре до 12 °C ниже нуля (Кононова и др., 1971). Эти пласты сильно охлажденных, но все же талых пород, представляют псевдоталики. Они наблюдаются под котловинами крупных озер и под руслами крупных рек и являются криогалинными водами, характерными не только для северной геокриологической зоны, но и древних артезианских бассейнов платформенного типа, а также и для различных гидрогеологическом прошлом погружавшихся под уровень моря. (Калинко, 1955). Мощность слоя сезонного оттаивания не

57

превышает 1 м (редко более). Сквозные талики чрезвычайно ограничены по площади, сведения об их распространении крайне скудные.

Мощность ММП существенно изменяется, уменьшаясь от 600-700 м в южной части (Костроминская площадь) в северном направлении, где в заливах может составлять менее 100 м (Рисунок 19).



Рисунок 19 – Карта мощности многолетнемерзлых пород Анабаро-Хатангского междуречья Условные обозначения: 1 – скважины, 2 – населенные пункты, 3 –изопахиты, м.

На участках распространения соляных куполов, где минерализация подземных вод значительна, охлажденные породы прослеживаются с глубины 110-180 м. Низкие значения мощности криогенной толщи отмечаются в Кожевниковском, Нордвикском, Сындаском заливах. Здесь наблюдается уменьшение мощности криогенной толщи до 300 м и ниже.

Немногочисленные данные, свидетельствуют, что под заливами и крупными озерами мощность криогенной толщи составляет 50-100 м, сквозных таликов нет. Стоит заметить, что при интерпретации данных о характеристиках мерзлых толщ в днищах речных долин требуется строго индивидуальный подход, так как при любых, даже самых суровых условиях, связь подземных вод с поверхностными все-таки осуществляется через русла рек, вследствие чего

мощность и конфигурация подошвы мерзлой толщи могут претерпевать самые неожиданные изменения.

Криогенные толщи северного и западного побережья Аляски и северного побережья Канады имеют схожее строение с криогенными толщами АХМ (Рисунок 20).



Рисунок 20 – Схема распространения многолетнемерзлых пород в мире (Brown et al., 2001)

Криогенная толща на этих территориях имеет такое же двухярусное строение, но температуры в ней выше, чем в криогенных толщах на территории АХМ. Также, деятельный слой на этих территориях не превышает 5 м (Lewkowicz e.t.c., 2012). Так, Северо-Аляскинский нефтегазоносный бассейн полностью находится в зоне сплошного распространения ММП, их мощность достигает 350-400 м на арктической прибрежной равнине. В пределах крупных рек Колвилл, Киллик, а также озер развиты талики до глубин 40-70 м. Установлено, что питание подземных вод осуществляется на возвышенностях южной стороны хребта Брукс, в областях, где распространены общирные обнажения карбонатных пород, а разгрузка происходит через талики или в Северном Ледовитом океане (Kane et.al., 2013; Stephani et.al., 2020). В нефтегазоносном бассейне Бофорт-Маккензи (Beaufort-Mackenzie) установлено наличие криогенной толщи мощностью до 600 м (Lane, 1998; Dixon et al., 1994; Lane, Dietrich, 1995; Dixon et al., 2019). Восточнее расположен нефтегазоносный бассейн Свердруп (Sverdrup), большая часть которого находится в зоне сплошного распространения ММП, их мощность изменяется от 131 до 859 м, составляя в среднем 423 м (Embry, Beauchamp, 2019).

## 3.4 Структура гидродинамического поля

Подземные воды рассматриваемой территории обладают весьма разнообразными и сложными условиями взаимосвязи с дневной поверхностью. Это обуславливает наличие гидродинамической зональности, проявляющейся в разном характере процессов питания, движения и разгрузки подземных вод как в вертикальном разрезе, так и по площади гидрогеологических структур.

В артезианских структурах достаточно четко выделяются два гидродинамических этажа. Верхний этаж, включающий зоны свободного и затрудненного водообмена, характеризуется наличием в настоящее время взаимосвязи с дневной поверхностью; воды нижнего гидродинамического этажа практически не участвуют в современном круговороте природных вод. К зоне свободного водообмена принадлежат водоносные комплексы и горизонты, расположенные обычно выше, на уровне или несколько ниже местного базиса эрозии. Зона свободного водообмена распространена повсеместно и ее мощность в пределах территории исследования определяется главным образом степенью расчлененности рельефа, а также литологическими и мерзлотными факторами.

Воды более глубоких горизонтов верхнего гидродинамического этажа (зоны затрудненного водообмена) имеют ограниченную связь с дневной поверхностью (большей частью только в областях питания и разгрузки). Это обычно соленые и рассольные воды, химический состав которых тесно связан с вещественным составом водовмещающих пород. Зона затрудненного водообмена практически отсутствует в бассейне Восточно-Сибирской области, где развита мощная толща ММП, представляющая собой выдержанный водоупор, ниже которого подземные воды почти не имеют в настоящее время связи с дневной поверхностью или локальное значение.

Нижний гидродинамический этаж объединяет водоносные горизонты и комплексы (зона весьма затрудненного водообмена), залегающие под покровом выдержанных водоупорных толщ. В настоящее время эти воды не имеют непосредственной связи с дневной поверхностью. В районе исследования роль верхнего регионального водоупора выполняют толщи многолетнемерзлых пород, мощность которых достигает 500 м. (Баулин, 1985).

Положения статических уровней указывают на их гидравлическую изолированность водоупорными толщами. В триасовом комплексе по данным бурения на Нордвикской площади статические уровни располагаются на глубинах от 0 м (скважина К-494) до 120м (скважина Р-48) (Рисунок 21), а дебиты пластовых вод достигают 148 м<sup>3</sup>/сутки, хотя средний дебит по площади около 15 м<sup>3</sup>/сутки.



Рисунок 21 – Положение динамических и статических уровней в пределах триасового комплекса Нордвикской площади 1 – интервал перфорации, горизонты (указаны цветом) 2 – положение изолированных горизонтов, 3 – положение статического уровня, 4 – положение

динамического уровня.

На Кожевниковской площади, в скважине 12-Р статический уровень расположен на глубине 100 м, а дебит пластовой воды колеблется от 13,2 до 8,1 м<sup>3</sup>/сутки. Также, приток пластовой воды из отложений триасового возраста был получен на Чайдахской площади (скважина P-254) с дебитом 25 м<sup>3</sup>/сутки, а статический уровень располагается на глубине 114,5м. В палеозойской части статические уровни различных горизонтов отличаются сильнее, чем в триасе. Так, статические уровни в пермском комплексе на Чайдахской площади расположены на глубинах от 76 м (скв. P-252) до 300 м (скв. P-250), дебиты пластовых вод достигают 132 м<sup>3</sup>/сутки (скв. Р-252), но в среднем значение дебита около 20 м<sup>3</sup>/сутки. На Ильинской площади статические уровни находятся на глубинах от 209 до 580м (скв. Р-11), дебит пластовой воды составляет около 14 м<sup>3</sup>/сутки. Также приток пластовой воды из отложений перми получен на Южно-Тигянской и Северо-Суолемской площадях. В девонских отложениях выявлен один горизонт на Нордвикской площади со статическим уровнем на глубине 139 м. В каменноугольных отложениях выявлено 2 горизонта на Нордвикской площади (-151 м, -111 м.), по одному горизонту в девонских отложениях на Кожевниковской (стат. ур. -10 м) и Нордвикской площадях (стат. ур. 0 м). В кембрийских отложениях, вскрытых на Хорудалахской (скв. 1) и Северо-Суолемской (скв.1) площадях, получены притоки пластовой воды с дебитами от 0,118 до 5,8 м<sup>3</sup>/сутки. Пьезометрические уровни межсолевых и подсолевых рассолоносных горизонтов здесь располагаются, как правило, ниже местных базисов эрозии на глубинах 300-350 м от поверхности земли. Это определенно свидетельствует о том, что разгрузка их на дневную поверхность невозможна.

На основании полученных данных замеров пластовых давлений и рассчитанного коэффициента аномальности (K<sub>a</sub>) на трех разведочных площадях (Таблица 4), можно сделать вывод, что пластовые давления в пермских отложениях на территории Южно-Тигянской площади, а также в скважине Гуримисская 2 повышенные, в то время как в скважине Гуримисская 1 в интервале 1880-1955 м замеры пластового давления соответствуют нормальным.

Площадь	№ скв	Интервал	Возраст	Давление, МПа	Ka
Южно-Тигянская	1	1892-1900	Р	17,8	1,09
Южно-Тигянская	1	1555-1568	Р	14,3	1,11
Гуримисская	2	2375-2433	Р	21,8	1,13
Гуримисская	1	1880-1955	Р	19,6	1,00
Хорудалахская	1	2580-2600	V	25,2	1,05

Таблица 4 – Замеры пластовых давлений Анабаро-Хатангского междуречья

В отложениях венда, вскрытых в интервале 2580-2600 м скважиной Хорудалахская 1, пластовые давления находятся на границе нормальных и повышенных. При настоящей

изученности подземных вод описываемой территории гидродинамическая зональность может быть охарактеризована лишь в общем виде, в порядке прогноза, основанного на небольшом количестве гидродинамических данных.

## 4. ГЕОХИМИЯ И ГЕНЕЗИС ПОДЗЕМНЫХ ВОД И РАССОЛОВ

#### 4.1 Особенности состава подземных вод

С начала поисково-разведочных работ на нефть и газ в осадочных бассейнах Сибири накоплен огромный фактический материал, отражающий химический и газовый состав подземных вод нефтегазоносных отложений Хатангского артезианского бассейна. Но геохимических данных на территории Анабаро-Хатангского междуречья явно не хватает для полного описания всех выявленных гидрогеологических комплексов данной территории ввиду того, что основной упор был сосредоточен на верхнепалеозойско-нижнемезозойских комплексах. Поэтому судить о геохимическом составе вод некоторых комплексов можно лишь по данным прилегающих артезианских бассейнов. Согласно имеющимся гидрогеохимическим материалам с площадей АХМ охарактеризованы 8 из 11 водоносных комплексов. Данные по аптальб-сеноманскому, неокомскому и верхнеюрскому водоносным комплексам были взяты с прилегающих территорий.

В рамках исследования были обработаны результаты 255 проб одиннадцати водоносных комплексов АХМ с целью выделения химических типов вод. Подземные воды изученных комплексов относятся преимущественно к хлоридному натриевому типу (по С.А. Щукареву) с соленостью вод от 0,1 до 312,3 г/дм<sup>3</sup> (Рисунок 22, Рисунок 23). Среди проб с минерализацией до 50 г/дм<sup>3</sup>, доминируют пресные и солоноватые воды с минерализацией от 0,03 до 5 г/дм<sup>3</sup>. В разрезе доминируют рассолы с минерализацией от 50 до 300 г/дм<sup>3</sup>, с максимумом в 250-300 г/дм<sup>3</sup>. (Рисунок 22).

Разнообразие химических типов вод с минерализацией до 5-10 г/дм<sup>3</sup> связано, главным образом, с наличием в выборке большого количества проб четвертичного гидрогеологического комплекса, которые широко распространены по латерали. Для рассолов характерно доминирование хлоридных натриевых вод при минерализации выше 100 г/дм<sup>3</sup>, для менее минерализованных рассолов характерно влияние кальция и соответственно появление хлоридных кальциево-натриевых разностей.

При рассмотрении поведения катионов и анионов в зависимости от величины общей минерализации было установлено, что концентрации Cl<sup>-</sup> и Na<sup>+</sup> имеют прямую зависимость (Рисунок 24a, б). Изменение концентраций катионов кальция, магния и гидрокарбонат иона носят более сложный характер (Рисунок 24в, г, д). Так, содержания катионов кальция увеличиваются

до значений минерализации 150-180 г/дм<sup>3</sup>, катионов магния до 90-100 г/дм<sup>3</sup>, после чего наблюдается постепенное уменьшение концентраций (Черных, 2018а; Каширцев и др., 2019).





Концентрации гидрокарбонат-иона практически не изменяются до значений величины общей минерализации 250-260 г/дм<sup>3</sup>, где установлено дальнейшее их значительное снижение с ростом значений минерализации. Такое поведение связано с ростом метаморфизации рассолов с глубиной, а также с изменением их состава при взаимодействии в системе «вода-порода».

Также дополнительно были рассмотрены зависимости изменения концентраций (в гэкв/дм<sup>3</sup>) катионов (Рисунок 25) и анионов (Рисунок 26). Для нижне-среднеюрского, триасового, каменноугольного, пермского и девонского гидрогеологических комплексов характерны преимущественно хлоридные натриевые воды при повышенных общих минерализациях (до 200 и более г/дм<sup>3</sup>). Такой химизм в этих гидрогеологических комплексах обуславливается процессами выщелачивания соляных штоков (к примеру, на Нордвикской структуре, где мощный девонский соляной шток выходит на поверхность полуострова Юрюнг-Тумус). Для пермского комплекса характерно также повышение роли кальция, что приводит к наличию в этом комплексе хлоридных кальциево-натриевых вод.



Рисунок 23 – Диаграмма Пайпера подземных вод АХМ

Водоносные комплексы: 1 – четвертичных отложений; 2 – апт-альб-сеноманский; 3 – неокомский; 4 – верхнеюрский; 5 – нижне-среднеюрский; 6 – триасовый; 7 – пермский; 8 – каменноугольный; 9 – девонский; 10 – венд-кембрийский; 11 – рифейский.





Рисунок 24 – Зависимости концентраций Na<sup>+</sup> (a), Cl<sup>-</sup> (б), Ca<sup>2+</sup> (в), HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> (г), Mg<sup>2+</sup> (д) и SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> (е) от величины общей минерализации в подземных водах AXM Усл. обозначения см. на Рисунке 23.

Далее приведем краткую гидрогеохимическую характеристику водоносных комплексов (Таблица 5). Водоносный комплекс четвертичных аллювиальных и ледниковых отложений отличается разнообразием химического состава подземных вод от хлоридного натриевого до гидрокарбонатного кальциевого, а также большим диапазоном изменения общей минерализации от 0,1 г/дм<sup>3</sup> до 303 г/дм<sup>3</sup>.

В связи с наличием в бассейне криогенной толщи мощностью до 600 м верхние водоносные горизонты в мезозойских отложениях проморожены. Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс представлен подземными водами гидрокарбонатного натриевого состава, реже хлоридного натриевого с минерализацией 0,5 – 3,0 г/дм<sup>3</sup>. Воды неокомского водоносного комплекса хлоридного натриевого состава, реже хлоридно-гидрокарбонатного и гидрокарбонатного кальциево-натриевого с минерализацией 0,5 – 3,0 г/дм<sup>3</sup>.

67



Рисунок 25 – Трёхмерные диаграммы зависимости содержаний основных катионов от минерализации для изученных комплексов АХМ



Рисунок 26 – Трёхмерные диаграммы зависимости содержаний основных анионов от минерализации для изученных комплексов АХМ

69

Элемент	Количество проб	Спелнее	Фон	Минимум	Максимим	
Jiemenii	Рифейский, венл-кем	ореднее обрийский во	лоносные к	омплексы	Wateriwiyw	
М	8	54.95	38.90	9.84	200.66	
$Ca^{2+}$	8	3.78	2.43	0.20	9.53	
Mg <sup>2+</sup>	8	1.65	0.41	0.02	10.56	
$Na^+ + K^+$	8	14.22	9.00	1.92	51.00	
Cl <sup>-</sup>	8	33.08	23.63	3 71	122.65	
HCO <sub>2</sub> -	8	1 39	0.62	0.08	6.10	
<u>SO42-</u>	8	0.82	0.62	0.02	2 22	
Br⁻	5	0,82	0.0424	0.0047	0.0628	
D1 	5	0,0300	0.0038	0,0047	0.0515	
1	Левонски	0,0150 й волоносный	0,0050 й комплекс	0,0015	0,0515	
М	12	236.84	233.13	220 54	287.62	
$Ca^{2+}$	12	200,04	233,13	0.51	267,02	
$Ma^{2+}$	12	2,05	0.67	0,03	2,00	
	12	80.30	87.20	84.50	1,11	
	12	1/1 01	140.04	120.60	171.72	
	12	141,91	140,04	130,00	0.17	
FCO3	12	0,03	0	1.02	0,17	
304		2,87	2,02	1,95	4,33	
М		аныи водонос	ЭБО СС	22.02	266.55	
	13	239,95	259,00	23,02	200,55	
$La^{2+}$	13	2,19	2,45	1,24	2,54	
	13	0,70	0,76	0	0,79	
$Na^{+}K^{+}$	13	90,00	97,53	7,30	100,19	
	13	144,25	156,07	10,58	160,14	
$HCO_3$	13	0,02	0,00	0,00	0,28	
<b>SO</b> 4 <sup>2</sup>		2,80	2,79	2,35	3,62	
	Пермский	водоносныи	комплекс	11.47	265.12	
M	75	96,96	70,61	11,47	265,13	
	75	2,97	2,53	0,01	13,43	
Mg <sup>2+</sup>	75	0,50	0,52	0,002	1,92	
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	75	33,97	23,94	5,22	101,68	
Cl	75	59,04	43,24	1,70	158,02	
HCO <sub>3</sub> -	75	0,22	0,19	0,03	1,22	
SO4 <sup>2-</sup>	74	0,22	0,02	0	6,79	
B <sup>+</sup>	2	0,008	0,008	0,005	0,010	
Br⁻	5	0,595	0,064	0,049	0,270	
I <sup>-</sup>	5	0,006	0,004	0,003	0,013	
Триасовый водоносный комплекс						
M	60	224,92	243,44	43,03	312,34	
Ca <sup>2+</sup>	60	1,66	1,57	0,37	7,99	
$Mg^{2+}$	60	0,88	0,57	0,03	9,39	
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	60	84,24	92,59	15,27	116,50	
Cl	60	135,56	145,65	26,22	181,08	
HCO <sub>3</sub> -	60	0,16	0,14	0,01	0,49	

Таблица 5 – Фоновый химический состав подземных вод АХМ

1	,							
Элемент	Количество проб	Среднее	Фон	Минимум	Максимум			
$SO_4^{2-}$	60	2,42	2,93	0	4,66			
Нижне-среднеюрский водоносный комплекс								
М	10	133,21	99,60	8,89	305,97			
$Ca^{2+}$	10	0,36	0,09	0,003	1,08			
$Mg^{2+}$	10	48,50	34,57	0,004	117,15			
$Na^++K^+$	10	78,65	58,91	3,29	184,09			
Cl-	10	3,31	2,52	0,06	8,57			
HCO <sub>3</sub> -	10	1,42	0,78	0,07	3,13			
$SO_4^{2-}$	5	0,10	0,09	0,05	0,16			
$\mathbf{B}^+$	4	0,0095	0,0095	0,0090	0,0100			
Br⁻	5	0,0445	0,0441	0,0310	0,0587			
I-	5	0,0114	0,0106	0,0073	0,0155			
Верхнеюј	Верхнеюрский, неокомский, апт-альб-сеноманский водоносные комплексы							
М	14	4,47	3,01	0,45	14,55			
$Ca^{2+}$	14	0,05	0,01	0,00	0,37			
$Mg^{2+}$	14	0,01	0,00	0,00	0,04			
$Na^++K^+$	14	1,61	0,92	0,13	5,59			
Cl-	14	1,83	0,48	0,04	8,39			
HCO <sub>3</sub> -	14	0,92	0,57	0,00	2,06			
$SO_4^{2-}$	14	0,03	0,02	0,01	0,10			
$\mathbf{B}^+$	3	0,0137	0,0120	0,0090	0,0200			
Br⁻	12	0,0157	0,0049	0,00001	0,0546			
I	12	0,0077	0,0032	0,00001	0,0252			

Продолжение таблицы 5

Примечание: М – минерализация; все концентрации элементов в таблице имеют размерность г/дм<sup>3</sup> Воды верхнеюрского водоносного комплекса хлоридные и гидрокарбонатно-хлоридные натриевые метановые воды с минерализацией от 7 до 16 г/дм<sup>3</sup>. Подземные воды нижне-

натриевые метановые воды с минерализацией от 7 до 16 1/дм<sup>-</sup>. Подземные воды нижнесреднеюрского водоносного комплекса были изучены на Нордвикской площади по составу они хлоридные натриевые с минерализацией до 306 г/дм<sup>3</sup>. В восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба на Расохинской площади воды хлоридные натриевые с довольно низкой минерализацией от 8 до 15 г/дм<sup>3</sup>. Многочисленными скважинами, пройденными в непосредственной близости от соляных штоков, в песчаниках и алевролитах триасового водоносного комплекса на глубинах 70 – 80 м вскрыты рассолы хлоридного натриевого состава с минерализацией до 312 г/дм<sup>3</sup>.

Водоносность пермских отложений изучалась на Нордвикской, Ильинской, Чайдахской и других антиклинальных структурах, осложненных соляной тектоникой. Установлено наличие рассолов в основном хлоридного натриевого и натриево-кальциевого состава с минерализацией от 52 – 54 до 120 – 135 г/дм<sup>3</sup>, величина отношения Ca/Cl не превышает 0,2. Хлоридные натриевые рассолы с минерализацией от 238 г/дм<sup>3</sup> установлены в пермских терригенных и угленосных отложениях лишь на Нордвикском соляном куполе. Каменноугольные отложения в пределах

бассейна изучены фрагментарно в районе Нордвикского соляного купола и на Южно-Суолемской площади. В известняках Нордвикской площади установлены хлоридные натриевые рассолы с минерализацией до 237 – 266 г/дм<sup>3</sup>, а на Южно-Суолемской площади минерализация не превышает 23,1 г/дм<sup>3</sup>. Отложения девонского водоносного комплекса изучены бурением на Нордвикской и Кожевниковской площадях, где воды хлоридные натриевые с величиной общей минерализации 220 – 287 г/дм<sup>3</sup>, в пределах Южно-Суолемской площади распространены хлоридные натриевые воды с величиной общей минерализации не превышающей 23 г/дм<sup>3</sup>.

Гидрогеохимические исследования водоносного комплекса венд-кембрийских отложений проведены на Северо-Суолемской и Костроминской площадях. По химическому составу подземные воды хлоридные кальциево-натриевые, натриево-кальциевые и хлоридные натриевые с величиной общей минерализации от 10 г/дм<sup>3</sup> на Костроминской площади и до 73,9 г/дм<sup>3</sup> на Северо-Суолемской. В пределах АХМ водоносный комплекс рифейских отложений вскрыт на Костроминской, Хорудалахской и Южно-Суолемской площадях. По химическому типу воды хлоридные натриевые с величиной общей минерализации до 42 г/дм<sup>3</sup> (Черных, 2018а; Новиков и др., 2021а, б).

Химические исследования содержаний микрокомпонентов (Br, B, I, NH4<sup>+</sup> и др.) в подземных водах гидрогеологических комплексов АХМ практически не проводились. Имеются разрозненные данные по содержаниям этих компонентов в рифейском, венд-кембрийском, каменноугольном и пермском водоносных комплексах. Бром, йод и бор являются типичными анионогенными элементами подземных вод с большим диапазоном геохимических условий накопления. Содержания брома, йода и аммония в свою очередь являются одними из признаков нефтегазоносности территории (Пиннекер, 1966; Сонненфелд, 1988; Крайнов и др., 2004).

Йод содержится в подземных водах АХМ в значительных количествах, в некоторых случаях превышая кондиционные значения для промышленных рассолов (Леонов и др., 1999; Крайнов и др., 2004). Так, его содержания составляют 1,3-51,5 мг/дм<sup>3</sup> (Рисунок 27а), при средних значениях 9,9 мг/дм<sup>3</sup>. Максимальные значения установлены в венд-кембрийском комплексе (51,5 мг/дм<sup>3</sup>) в водах скважины Северо-Суолемская 1. Йод, как правило, очень летуч и концентрируется в органическом веществе, а также способен накапливаться под непроницаемыми покрышками, и его повышенные значения могут указывать на наличие нефтегазоносной залежи.

Содержание брома варьирует от 4,7 до 270 мг/дм<sup>3</sup> (Рисунок 276), максимальные значения установлены в водах пермского комплекса (270 мг/дм<sup>3</sup>). Согласно предыдущим исследованиям, а также проведенному анализу, содержания брома должны прямо пропорционально зависеть от величины общей минерализации, так как основным концентратором брома являются рассолы и хлоридные соли галогенных формаций (Крайнов и др., 2004; Валяшко и др., 1965).


Рисунок 27 – Зависимости концентраций Br (а), I (б), NH<sub>4</sub><sup>+</sup> (в) и B (г) от величины общей минерализации в подземных водах АХМ

Усл. обозначения см. на Рисунке 23. Серой стрелкой указан тренд изменений концентраций элементов в подземных водах АХМ

Аммоний в подземных водах АХМ содержится в концентрациях, изменяющихся в широких пределах от 0,2 до 700 мг/дм<sup>3</sup> (Рисунок 27в). Его сохранению в подземных водах благоприятствуют максимальные значения (450-700 мг/дм<sup>3</sup>) установленные в водах с повышенным содержанием кальция в пределах пермского и венд-кембрийского водоносного комплексов, что вероятнее всего указывает на закрытость недр, восстановительные обстановки и высокую степень метаморфизации вод нижнего гидродинамического этажа (Валяшко и др., 1965; Пиннекер, 1966).

В пермском водоносном комплексе на Гуримисской площади выполнено два измерения содержаний бора – 5 и 10 мг/дм<sup>3</sup>. Этих данных не хватает, чтобы выполнить исследования закономерностей его накопления и распространения в подземных водах АХМ.

Корреляционный анализ подземных вод установил сильные положительные связи (r) между общей минерализацией и концентрациями практически всех изучаемых элементов (у Cl<sup>-</sup> r=1, (Na<sup>+</sup>+K<sup>+</sup>) r=0,99), за исключением гидрокарбонат-иона и бора (Таблица 6). Бор имеет отрицательные связи со всеми элементами, кроме йода (r=0,74), г изменяется от -0,6 (с сульфат-ионом) до -0,01 (с гидрокарбонат-ионом). Установлены сильные положительные связи (r $\ge$ 0,8) между суммой катионов натрия и калия, аниона хлора, брома и катионом аммония; также тесная связь отмечается между бромом и катионом кальция.

М	1										
Ca <sup>2+</sup>	0,14	1									
$Mg^{2+}$	0,14	0,29	1		_						
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	0,99	0,08	0,13	1		_					
Cl	1	0,15	0,18	0,99	1		_				
HCO <sub>3</sub> -	-0,27	0,06	0,40	-0,28	-0,26	1		_			
$SO_4^{2-}$	0,68	-0,14	0,06	0,69	0,66	-0,19	1		_		
$\mathbf{B}^+$	-0,45	-0,50	-0,51	-0,42	-0,45	-0,01	-0,60	1		_	
Br⁻	0,81	0,81	0,41	0,80	0,80	-0,24	-0,07	-0,33	1		_
I-	0,20	0,36	0,18	0,14	0,21	-0,39	-0,08	0,74	0,09	1	
NH4 <sup>+</sup>	0,88	0,44	0,95	0,78	0,89	-0,47	0,38	-0,15	0,99	-0,23	1
	М	Ca <sup>2+</sup>	$Mg^{2+}$	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Cl	HCO <sub>3</sub> -	<b>SO</b> <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	$\mathbf{B}^+$	Br⁻	I-	$\mathrm{NH_{4}^{+}}$

Таблица 6 – Корреляционные связи между концентрациями химических элементов и общей

минерализацией подземных вод АХМ

Примечание: М- минерализация

Особенности накопления элементов в полной мере отражают результаты кластерного анализа (Рисунок 28), которые выявили закономерную связь основных солеобразующих макрокомпонентов между собой, а также взаимосвязь между содержаниями микрокомпонентов Г, В<sup>+</sup>, Вг<sup>-</sup> и SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> и позволили установить, что концентрация гидрокарбонат-иона не оказывает существенного влияния на химизм рассольных типов вод и из-за возрастающего содержания катионов кальция тип вод определяется, как преимущественно хлоридный натриево-кальциевый.

Анализ гидрогеохимических данных позволил установить основные тенденции изменения состава подземных вод и рассолов с глубиной в пределах Анабаро-Хатангского междуречья. В разрезе выделено два типа вертикальной геохимической зональности (Рисунок 29). Первый – инверсионный, развит в зоне распространения солянокупольных структур. Величина общей минерализации подземных вод и рассолов уменьшается с глубиной, что связано с выщелачиванием каменной соли (Нордвикская, Южно-Тигянская и другие солянокупольные структуры) инфильтрогенными водами. В пределах криогенной толщи в зоне их влияния распространены отрицательно-температурные рассолы (криопэги), с температурой от 0 до -12 °C. Второй тип – нормальная (прямая) вертикальная геохимическая зональность, которая доминирует в АХМ и сопровождается увеличением величины общей минерализации и ростом основных макро- и микрокомпонентов с глубиной (Черных, 2018а).



Рисунок 28 – Древовидная диаграмма кластерного анализа состава подземных вод АХМ



Рисунок 29 – Типы вертикальной гидрогеохимической зональности в пределах АХМ Усл. обозначения см. на Рисунке 23. Красным кругом обозначены пробы, отобранные в зонах распространения солянокупольных структур.

## 4.2 Палеогидрогеологические реконструкции

Для представления процессов формирования химического состава подземных вод бассейна необходимо выполнить периодизацию гидрогеологической истории – выделить гидрогеологические циклы и их этапы. Также при оценке перспектив нефтегазоносности района детальные палеогидрогеологические реконструкции помогают выяснить гидрогеологические условия формирования, сохранения и разрушения залежей нефти и газа в геологической истории.

Периодизация гидрогеологической истории позволила выделить основные гидрогеологические циклы и составить принципиальную схему периодизации гидрогеологической истории AXM с разделением на гидрогеологические циклы и этапы (Рисунок 30).

Гидрогеологическую историю АХМ можно разделить на 12 гидрогеологических циклов: архейско-карелийский (I); рифейско-нижневендский(II); верхневендско-силурийский (III); нижнедевонский (IV); среднедевонско-каменноугольный (V); пермско-нижнеоленекский (VI); верхнеоленекский (VII); среднетриасовый (VIII); карнийско-нижнерэтский (IX); верхнерэтский (X); юрско-эоплейстоценовый (XI); неоплейстоценово-голоценовый (XII) (Черных, 2015; Черных, Новиков, 2018, 2020).

Архейско-карелийский цикл (I) характеризуется формированием отложений фундамента и началом формирования плитного комплекса, доминированием инфильтрационных процессов. В начале раннего рифея произошла крупная трансгрессия, охватившая всю территорию исследования, ознаменовавшая начало нового рифейско-нижневендского гидрогеологического цикла (II). Шел процесс терригенно-карбонатной седиментации и захоронения морских вод вместе с осадками – элизионный этап. Отсутствие отложений нижнего венда указывает на инфильтрационный этап.

Для верхневендско-силурийского цикла (III) характерен длительный элизионный этап с преимущественно карбонатной седиментацией, закончившийся перерывом в осадконакоплении в период ордовика и силура. В позднесилурийское время исследуемый регион представлял собой возвышенную сушу, в пределах которой активно протекали процессы эрозии и денудации, преобладал инфильтрационный водообмен, повсеместно захоранивались пресные метеогенные воды гидрокарбонатного кальциевого состава. Суша был окаймлена с севера и запада мелководным шельфом, где в обстановках закрытого шельфа накапливались известняк и карбонатно-глинистые осадки и протекали процессы испарения морской воды.



Рисунок 30 – Периодизация гидрогеологической истории Анабаро-Хатангского междуречья

Обстановки осадконакопления: 1 – морская; 2 – континентальная; 3 – переходная; 4 – зоны отсутствия отложений; 5 – зона размыва и несогласного залегания пластов; Гидрогеологические этапы: 6 – элизионный; 7 – инфильтрационный; Состав пород: 8 – породы кристаллического фундамента; 9 – песчаники; 10 – аргиллиты; 11 – переслаивание доломитов и аргиллитов; 12 – ангидриты; 13 – переслаивание доломитов и песчаников; 14 – известняки;15 – глинистые известняки; 16 – соленосная толща; 17 – доломиты; 18 – туфы; 19 – переслаивание аргиллитов и алевролитов; 20 – четвертичные отложения, преимущественно пески, супеси, суглинки.

Подобные обстановки просуществовали до начала эмсского века (IV), который связан с началом обширной трансгрессии. Максимуму трансгрессии соответствует морская карбонатная толща юктинской свиты. Интенсивное соленакопление в Нордвикской части бассейна происходило в эмсско-эйфельское время. В ее пределах сформировался закрытый бассейн, рапа которого достигала величины общей минерализации до 330 г/дм<sup>3</sup>, захоранивались воды хлоридного натриевого, хлоридного кальциевого и хлоридного магниевого состава (Рисунок 31а) (Черных, 2017б).

С франского века (V) начался новый трансгрессивный этап, в течение которого морской бассейн расширился. В наиболее открытых частях бассейна накапливались карбонатные осадки и вместе с ними захоранивались солоноватые воды с минерализацией 5-15 г/дм<sup>3</sup> с преобладанием в составе ионов Cl<sup>-</sup> и Na<sup>+</sup>. В фамене регрессия охватила все бассейны севера Сибири, обстановки стали более мелководными.

В пермско-нижнеоленекском цикле выделяется пермский элизионный этап, проходивший в условиях морского терригенного осадконакопления, затем в течение раннего и среднего триаса территорию Анабаро-Хатангского междуречья можно разделить на два различно развивавшихся района: Южно-Таймырский на северо- западе Хатангского залива и Усть-Анабарский на югевостоке. В индское время исследуемая территория представляла в основном мелкое море, ограниченное с юга прибрежно-морской равниной и алювиально-озерной равниной на юговостоке, практически на всей территории формировались сингенетичные солоноватые воды с минерализацией 5-15 г/дм<sup>3</sup> с преобладанием в составе ионов Cl<sup>-</sup> и Na<sup>+</sup> при повышенном содержании ионов  $Mg^{2+}$  и Ca<sup>2+</sup>.

В середине оленекского века заканчивается пермско-нижнеоленекский цикл и начинается верхнеоленекский (VII), когда на юго-востоке территории протекает терригенное осадконакопление с перерывом на границе оленекского и анизийского веков (Сакс и др., 1959). В среднем триасе (VIII) район исследования испытывал постепенный переход от морских условий к континентальным (Рисунок 31б).



Рисунок 31 – Палеогидрогеохимическаяская карта на: (а) эмское-эйфельское время (ранний-средний девон); (б) анизийское-ладинское время (средний триас) и (в) геттанг-келовейское время (ранняя и средняя юра) (палеогеографическая основа по материалам ИНГГ СО РАН, 2011)

Условные обозначения: Палеогеографические области: Области морского осадконакопления: 1 – море, мелкая часть шельфа и прибрежная зона (50-100 м); 2 – море мелкое, островная часть шельфа (0-50 м); 3 – замкнутый бассейн, лагуна, прибрежная себха, солончак или соленое озеро; 4 – замкнутый или полузамкнутый внутришельфовый бассейн; Области переходного осадконакопления: 5 – прибрежноморская равнина (0-50 м); 6 – прибрежное мелководье (0-20 м); Области континентального осадконакопления: 7 – горы низкие (500-700 м); 8 – алювиально-озерная равнина (20-100 м); 9 – равнина холмистая (100-200 м); 10 – равнина возвышенная денудационная (200-300 м); 11 – денудационное плато (300-500 м); Палеогидрогеохимические зоны формирования:12 – соленые (талассогенные) воды с минерализацией 15-20 г/дм<sup>3</sup> с преобладанием в составе ионов Mg<sup>2+</sup>; 13 – солоноватые воды с минерализацией 5-15 г/дм<sup>3</sup> с преобладанием в составе ионов Cl<sup>-</sup> и Na<sup>+</sup> при повышенном содержании ионов Mg<sup>2+</sup> и Ca<sup>2+</sup>; 14 – рассольные воды с минерализацией 50-400 г/дм<sup>3</sup>, с преобладанием в составе ионов Cl<sup>-</sup> и Na<sup>+</sup>; 15 – соленые воды с минерализацией 35-50 г/дм<sup>3</sup> с преобладанием в составе ионов Cl<sup>-</sup> и Na<sup>+</sup>; 16 – солоноватые воды с минерализацией 2-5 г/дм<sup>3</sup> с преобладанием в составе ионов Cl<sup>-</sup> и Na<sup>+</sup> при повышенном содержании HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> и Ca<sup>2+</sup>; 17 – пресные и солоноватые инфильтрогенные воды с минерализацией 0,5-2  $\Gamma/дм^3$  с преобладанием в составе ионов HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> и Ca<sup>2+</sup> при повышенном содержании Cl<sup>-</sup> и Na<sup>+</sup>; 18 – пресные инфильтрогенные воды с минерализацией до 0,5 г/дм<sup>3</sup> с преобладанием ионов HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> и Ca<sup>2+</sup>; 19 – скважины.

В анизийско-ландинское время в северной части исследуемой территории также находилось мелкое море и формировались сингенетичные солоноватые воды с минерализацией 5-15 г/дм<sup>3</sup> с преобладанием в составе ионов Cl<sup>-</sup> и Na<sup>+</sup> при повышенном содержании ионов Mg<sup>2+</sup> и Ca<sup>2+</sup>. Центральная часть находилась в обстановке переходного осадконакопления, здесь захоранивались солоноватые воды с минерализацией 2-5 г/дм<sup>3</sup> с преобладанием в составе ионов Cl<sup>-</sup> и Na<sup>+</sup> при повышенном содержании са<sup>2+</sup> и HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>. В верхнем триасе можно выделить два гидрогеологических цикла: карнийско-нижнерэтский (IX), характеризующийся регрессией, которая в итоге привела к перерыву в осадконакоплении в период с середины нория до середины рэта и преобладанием инфильтрационных процессов; верхнерэтский (X) – с одновременным протеканием элизионных и инфильтрационных процессов в прибрежно-морских условиях и захоронением солоноватых вод с минерализацией 2-5 г/дм<sup>3</sup>, закончившийся перерывом в осадконакоплении.

На протяжении всей юры и раннего неокома (XI) на территории Анабаро-Хатангского междуречья проходило спокойное терригенное морское осадконакопление (Рисунок 31в) (Никитенко и др., 2011; Кох, 2014). В геттанге и синемюре север территории исследования представлял собой прибрежно-морскую равнину, в пределах которой захоранивались солоноватые воды с минерализацией 2-5 г/дм<sup>3</sup> преимущественно хлоридного натриевого состава с высоким содержанием кальция и гидрокарбонат-иона (Кох, 2014; Садыкова, 2017). В центральной и южной частях формировались пресные и солоноватые инфильтрогенные воды с

минерализацией 0,5-2 г/дм<sup>3</sup> с преобладанием в составе ионов Ca<sup>2+</sup> и HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> при повышенном содержании Cl<sup>-</sup> и Na<sup>+</sup>. В плинсбахское время на большей части территории захоранивались соленые воды с минерализацией 5-15 г/дм<sup>3</sup> преимущественно хлоридного натриевого состава. В тоаре на территории исследования мелководное море затопило денудационную равнину, теперь его ограничивало лишь денудационное плато, расположенное в пределах современного Таймыра. Повсеместно захоранивались воды с минерализацией 5-15 г/дм<sup>3</sup>. В байосе совместно с осадками захоранивались соленые таласогенные воды с минерализацией 5-15 г/дм<sup>3</sup>.

В западной части территории захоранивались таласогенные хлоридные натриевые воды соленостью 15-20 г/дм<sup>3</sup>. Хатангское море обрамляли возвышенные части суши в виде денудационной равнины и денудационного плато. В батский век Анабаро-Хатангское междуречье представляло собой мелководно-морской бассейн, где совместно с отложениями захоранивались солоноватые воды с минерализацией 2-5 г/дм<sup>3</sup>. В позднем готериве началась очередная крупная регрессия, которая привела к континентальным условиям осадконакопления практически на всей территории исследования в период с баррема по ранний сеноман (Никитенко и др., 2013). До неоплейстоцена Анабаро-Хатангское междуречье представляло собой денудационное плато – инфильтрационный этап. Начиная с неоплейстоцена (XII) район подвергался воздействию многочисленных оледенений.

Как показали результаты палеогидрогеохимических исследований изучаемого района, в течение всего геологического времени подземные воды претерпевали различные и сложные изменения, но современный химизм подземных вод во многом носит унаследованный характер (Рисунок наблюдаются обстановки 32). Ha территории исследования различные осадконакопления и разные генетические типы подземных вод. Наибольшее значение минерализации палеобассейна приходится на девон. В это время на территории исследования существовал солеродный бассейн, оказавший большое влияние на дальнейшее формирование компонентного состава и величины минерализации для более молодых отложений каменноугольного, пермского, триасового, нижне-средне-юрского, а также четвертичного возрастов в пределах полуострова Юрюнг-Тумус. На территориях, где отсутствует соляная тектоника, воды неглубоко залегающих комплексов практически не были подвержены изменениям, когда более древние отложения пермского, каменноугольного, венд-кембрийского и рифейского возрастов изменили свой состав в процессе метаморфизации и взаимодействия в системе «вода-порода».



Рисунок 32 - Современная минерализация и палеосоленость вод Анабаро-Хатангского

междуречья

Условные обозначения: 1 – минерализация подземных вод в зонах отсутствия соляных куполов; 2 – минерализация подземных вод в зонах распространения соляных куполов; 3 – палеосоленость сингенетичных вод (по данным ИНГГ СО РАН). По оси Y даны номера водоносных комплексов: 1 – четвертичных отложений; 2 – апт-альб-сеноманский; 3 – неокомский; 4 – верхнеюрский; 5 – нижне-среднеюрский; 6 – триасовый; 7 – пермский; 8 – каменноугольный; 9 – девонский; 10 – венд-кембрийский; 11 – рифейский.

#### 4.3 Условия формирования рассолов триасового комплекса полуострова Юрюнг-Тумус

Выявление особенностей протекания процессов формирования высокоминерализованных рассолов триасового комплекса и инверсионной зональности является одним из важнейших вопросов. В качестве исходных данных для модели были выбраны химический и минералогический состав солей п-ва Юрюнг-Тумус (по материалам Калинко, Сиденко, 1955), химический состав атмосферных, речных и морских вод в районе полуострова, а также отобраны 49 проб подземных вод и рассолов наиболее характерных разновидностей их химического состава по каждому из водоносных комплексов.

Учитывая парагенетическую связь подземных рассолов водоносных комплексов с породами в разрезе, в систему были включены 7 минералов, присутствующих в составе солей полуострова Юрюнг-Тумус: галит, бишофит, гипс, ангидрит, кальцит, доломит и магнезит). Для галита, бишофита, гипса и ангидрита характерен рост степени насыщения с ростом величины общей минерализации. Как показали результаты расчетов, рассолы триасовых образований равновесны или близки к равновесию с галитом, гипсом, ангидритом, кальцитом, магнезитом и доломитом. Атмосферные и речные воды полуострова Юрюнг-Тумус резко недонасыщены практически ко всем минералам (Рисунок 33). В целом, можно отметить, что выявленная первая группа минералов и солей, равновесных или весьма близких к состоянию равновесия с изученными подземными рассолами, включает, главным образом, породообразующие первичные эвапоритовые и биогенные минералы в составе соленосно-карбонатных фаций рассоловмещающих осадочных пород. С некоторыми из них равновесны практически любые подземные рассолы (например, с кальцитом, доломитом и гипсом).

В результате численного физико-химического моделирования установлены величина общей минерализации и химический состав предельно насыщенных рассолов равновесных к соленосной толще девонского возраста при ее растворении в процессе инфильтрации поверхностными водотоками. Их минерализация могла достигать 330 г/дм<sup>3</sup>, а состав был хлоридным натриевым. Последующее снижение общей минерализации до современного уровня в 150 – 300 г/дм<sup>3</sup> происходило посредством разубоживания рассолов инфильтрационными водами.

Таким образом, появление рассолов в пределах водоносного комплекса триасовых образований полуострова Юрюнг-Тумус обязано процессу выщелачивания девонских солей в приконтактных зонах соляного штока, что подтверждается выполненными палеогидрогеологическими реконструкциями и результатами численного моделирования (Новиков, Черных, 2019).



Рисунок 33 – Расчетная степень насыщения подземных вод и рассолов некоторыми хлоридными, сульфатными и карбонатными минералами при стандартных условиях Подземные воды и рассолы: 1 – типовые пробы изученных водоносных комплексов, 2 – триасовых образований, 3 – атмосферные осадки, 4 – морская вода из Нордвикского залива, 5 – поверхностная вода из р. Анабар.

85

## 4.4 Генезис подземных вод

Для понимания механизмов формирования современного химического состава подземных вод АХМ, необходимо рассмотреть гидрогеохимические процессы, протекающие при соленакоплении в аридном и семиаридном климате. В настоящее время данные условия наблюдаются в себхах ближнего востока: Абу-Даби, Джедда, Джизан, Бардавиль (Yitzhak, 1997; Rosenthal et.al., 2006; Thomas et.al., 2014; Rushdi, Mahmoud, 2015; Mohhamed, Mamoud, 2016). Изучение геохимии их подземных вод позволило выявить особенности накопления основных солеобразующих элементов с ростом общей минерализации. Во всех себхах содержание магния увеличивается с ростом минерализации. При испарительном концентрировании морской воды в закрытых бассейнах выделяются 8 стадий (Валяшко, 1962): известняковая (величина общей минерализации (М) 15-36 г/дм<sup>3</sup>), доломитовая (М=72-85 г/дм<sup>3</sup>), гипсовая (М=410 г/дм<sup>3</sup>), галитовая (М=320 г/дм<sup>3</sup>), бишофитовая (М=522 г/дм<sup>3</sup>).

В себхах Бардавиль и Джизан с ростом минерализации закономерно уменьшается содержание гидрокарбонат-иона от 0,35 г/дм<sup>3</sup> до 0,07 г/дм<sup>3</sup> и кальция с 28 г/дм<sup>3</sup> до 0,8 г/дм<sup>3</sup>, в то время как в себхе Джедда отмечается незначительный рост гидрокарбонат-иона в интервале 0.03 -0,79 г/дм<sup>3</sup> и снижение концентраций кальция с 1,7 г/дм<sup>3</sup> до 0,1 г/дм<sup>3</sup>. В рассолах АХМ, себх Бардавил, Абу-Даби наблюдается рост отношения rNa/rCl от 0,29 до 1,05 с увеличением минерализации до 330 г/дм<sup>3</sup> (до стадии садки галита) и дальнейшее его снижение до 0,18 в рассолах с преобладанием в катионном составе магния (на стадиях садки сильвина, карналлита и бишофита) (Рисунок 34). В целом, значения rNa/rCl коэффициента во всех типах вод и рассолов изменяются от 0,70 до 0,95 (до стадии садки гипса и галита), и при достижении минерализации 300-320 г/дм<sup>3</sup> снижаются до 0,2. За счет процессов солнечного концентрирования в настоящее время в рассолах преобладают ионы хлора и натрия, из-за чего в себхе Бардавиль осаждается галит, а в себхах Джизан, Абу-Даби и Джедда преобладают ионы магния и начинает выпадать из раствора сильвин. Химический состав и распределение основных генетических коэффициентов в подземных рассолах Анабаро-Хатангского междуречья во многом схож с современными условиями себх Джедда и Бардавиль, где отлагаются гипсовые строматолиты и галитовые шевроны (Rosenthal et.al., 2006; Rushdi, Mahmoud, 2015).



Рисунок 34 – Изменение значений rNa/rCl коэффициента с ростом общей минерализации подземных вод и рассолов в зависимости от химического типа вод (а) и гидрогеохимического

Условные обозначения: a: 1 – Cl Na, 2 – Cl Ca-Na, 3- Cl Na-Ca, 4 – Cl Mg, 5- HCO3 Na, 6- Cl Ca, 7 – морская вода; 8 – rNa/rCl коэффициент стадий садки; 6: 1 – Анабаро-Хатангское междуречье, 2 – себха Абу-Даби, 3 – бассейн Джедда, 4 – бассейн Джизан, 5 – себха Бардавиль, 6 – Сибирская платформа.

Изучение генезиса подземных вод нефтегазоносных отложений весьма актуально в гидрогеологии, на сегодняшний день. А.А. Карцев, С.Б. Вагин, Е.А. Басков и В.М. Матусевич разработали классификацию генетических типов водных растворов, встречающихся в нефтегазоносных областях (Карцев и др., 1969, 1986). По классификации выделяются седиментогенные, метеогенные, конденсатогенные и литогенные воды. В процессе диагенеза и катагенеза в системе «вода-порода-газ-органическое вещество» происходят значительные изменения химического состава погребенных вод, их смешение с термодегидратационными и элизионными водами. В зоне затрудненного водообмена с применением ряда коэффициентов (rNa/rCl, Cl/Br и др.) возможно выяснить генетическую природу подземных вод.

В качестве показателей, отражающих генезис подземных вод, были приняты генетический коэффициент, предложенный В.А. Сулиным (1946): rNa/rCl, характеризующий количественные соотношения между различными компонентами состава вод, а также коэффициент Ca/Cl. По мнению А.А. Карцева (1969) если натрий-хлорный коэффициент выше 0,87, то воды можно отнести к малометаморфизованным инфильтрогенным, либо седиментогенным из опресненных внутренних водоемов; если натрий-хлорный коэффициент ниже 0,87, то воды следует считать седиментогенными морскими, подвергшимися метаморфизации, либо сильно метаморфизованными инфильтрогенными.

Для сравнения степени метаморфизации подземных вод и выделения их генетических типов были выбраны данные по гидрогеохимии некоторых нефтегазоносных бассейнов Арктики (Рисунок 35).

Установлено, что подземные воды метаморфизованы в разных направлениях. При сравнительном анализе гидрогеологических особенностей нефтегазоносных бассейнов Арктики и подземных вод, развитых в их пределах, установлено три гидрогеохимические группы. Первая представлена солоноватыми, солеными водами и слабыми рассолами пестрого состава с величиной общей минерализации до 60-70 г/дм<sup>3</sup>, имеющими преимущественно HCO<sub>3</sub>-Cl Na, Cl-HCO<sub>3</sub> Na, Cl Na, иногда Cl Na-Ca состав. Они отличаются низкими отношениями Ca/Cl до 0,05 и Br/Cl·10<sup>3</sup> до 8, высокими коэффициентами rNa/rCl в интервале 0,9-2,0 и Cl/Br – 150-850.Эти воды повсеместно распространены в водоносных горизонтах молодых мезозойско-кайнозойских обсадочных бассейнов с отсутствием эвапоритов. Они доминируют в пределах молодых бассейнов: Западно-Сибирского, Енисей-Хатангского, Бофорт-Маккензи и северного склона Аляски.



Рисунок 35 – Зависимость генетических коэффициентов rNa/rCl (a), Ca/Cl (б) от величины общей минерализации и Ca/Cl от rNa/rCl (в) АХМ и нефтегазоносных бассейнов Арктики

Бассейны: 1 – Анабаро-Хатангский; 2 – Енисей-Хатангский; 3 – Тунгусский; 4 – Суханский; 5 – Западно-Вилюйский; 6 – Западно-Сибирский; 7 – Бофорт-Маккензи; 8 – Свердруп; 9 – Северо-Аляскинский.

89

В эту группу входят: древние инфильтрогенные воды, проникшие в водоносные комплексы при регрессии моря или при инфильтрации в краевых частях бассейнов; слабоизмененные за счет процессов взаимодействия с вмещающими горными породами реликтовые седиментогенные воды; литогенные воды, попавшие в водоносные горизонты при термодегидратации глинистых минералов в условиях элизионного водообмена и конденсатогенные воды, сформированные одновременно с залежами УВ.

Вторая группа включает в себя рассолы осадочных бассейнов с эвапоритами, сформированными во временном интервале от девона до перми, с величиной общей минерализации до 300-320 г/дм<sup>3</sup> (стадии садки галита). Рассолы имеют преимущественно Cl Na и Cl Na-Ca состав. Величины основных генетических коэффициентов варьируют в следующих интервалах: Ca/Cl от 0,05 до 0,2, Br/Cl·10<sup>3</sup> от 8 до 10, rNa/rCl от 0,6 до 0,9 и Cl/Br от 120 до 800. На этом фоне инфильтрогенные рассолы выщелачивания каменной соли, развитые в пределах солянокупольных структур AXM, отличаются наиболее низким Ca/Cl отношением, которое ниже 0,01. Эти рассолы распространены в пределах соленосных толщ Анабаро-Хатангского междуречья, Западно-Вилюйского бассейна и бассейна Свердруп. В генетическом плане они представлены: древними инфильтрогенными рассолами выщелачивания каменной соли и седиментогенными рассолами эвапоритовых толщ.

Минерализация рассолов третьей гидрогеохимической группы достигает 500-510 г/дм<sup>3</sup> и представлена рассолами древних осадочных бассейнов с кембрийскими эвапоритами и кристаллических щитов архей-протерозойского возраста. По химическому составу рассолы относятся к Cl-Na, Cl-Na-Ca, Cl-Ca-Na, Cl-Ca-Mg и Cl-Ca, при доминировании смешанных Cl-Ca-Na и Cl-Na-Ca типов. Они характеризуются высокими отношениями Ca/Cl от 0,2 до 0,6 и Br/Cl·10<sup>3</sup> от 10 до 28, низкими коэффициентами rNa/rCl в интервале 0,1-0,6 и Cl/Br 50-150. Рассолы этой гидрогеохимической группы установлены в пределах нефтегазоносных отложений Тунгусского и Суханского бассейнов. В эту группу входят седиментогенно-инфильтрогенные рассолы межсолевых горизонтов подвергшиеся процессам геологически длительного взаимодействия в системе вода – порода.

Таким образом, на самой начальной стадии метаморфизации находятся воды пестрого химического состава молодых осадочных бассейнов с отсутствием эвапоритов. Затем идут рассолы осадочных бассейнов с галогенными формациями от девона до перми. Заключительным звеном в этой цепи с максимальной степенью метаморфизации химического состава выступают сверхкрепкие рассолы древних осадочных бассейнов с кембрийскими соленосными толщами.

Как ранее было показано в обобщающей работе по нефтегазоносным бассейнам арктических районов Сибири в Анабаро-Хатангском междуречье широким распространением пользуются подземные воды и рассолы нескольких генетических групп (Novikov, 2017): зоны

активного газоводообмена, осадочных бассейнов с отсутствием галогенных отложений, древних осадочных бассейнов с галогенными формациями и районов распространения солянокупольных структур. В Анабаро-Хатангском междуречье установлено доминирование в разрезе двух генетических типов рассолов: 1) инфильтрогенных рассолов и 2) седиментогенных рассолов. В отложениях апт-альб-сеноманского, неокомского и верхнеюрского комплексов развиты древние инфильтрогенные воды (I) (Рисунок 36а, б) (Новиков и др., 2020, 2021).

Рассолы выщелачивания (III) формировались за счет растворения каменной соли. Как правило, они содержат небольшие количества калия и брома при общей минерализации не выше 320 г/дм<sup>3</sup> и формируются в зонах свободного и затрудненного водообмена (Рисунок 36а, б). Наибольшим распространением в водоносных горизонтах нижне-среднеюрского, триасового, пермского и каменноугольного комплексов пользуются рассолы первого типа (преимущественно хлоридного натриевого состава) с величиной общей минерализации 50-312 г/дм<sup>3</sup>, генетически связанные с процессами растворения каменной соли. Седиментогенные рассолы (II) хлоридного натриевого состава распространены в пермских и триасовых отложениях вне зон развития соляных структур; воды хлоридного натриево-кальциевого состава с минерализацией 55-145 г/дм<sup>3</sup> развиты в водоносных горизонтах венд-кембрийского и рифейского комплексов, появление которых обязано процессам смешения глубокозалегающих высокометаморфизованных рассолов с более пресными водами других типов (Рисунок 36а, б).



Рисунок 36 – Зависимость генетических коэффициентов rNa/rCl (a), Ca/Cl (б) от величины общей минерализации и Ca/Cl от rNa/rCl подземных вод Анабаро-Хатангского междуречья

Усл. обозначения см. на Рисунке 23. Красной звездой указана точка морской воды.

92

# 5. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

#### 5.1 Гидрогеологические критерии перспектив нефтегазоносности

Гидрогеологические исследования, проводимые при поисках нефти и газа в комплексе с другими методами, приобрели большое значение и достаточно высокую эффективность, что показано во многих трудах выдающихся ученых (Кротова, 1957; Кротова, 1960; Гуревич, 1961; Нестеров и др., 1963; Карцев, Шугрин, 1964; Матусевич, 1975; Барс и др., 1978; Суббота и др., 1980; Анциферов и др., 1981; Гидрогеологические..., 1983; Зуев, Назаров, 1986; Сурнин, 1986; Вожов, 1987; Климентов, Кононов, 1989; Суббота и др., 1996; Назаров, 2004). Они выполняются на всех этапах геологоразведочных работ для получения необходимых данных в целях повышения эффективности разведки недр и ускорения открытия новых месторождений нефти и газа (Суббота и др., 1996).

Гидрогеологические показатели нефтегазоносности по масштабам делятся на региональные, зональные и локальные. Одной из первых классификаций гидрогеологических показателей нефтегазоносности стала классификация В.А. Сулина (1946), который разбил все показатели на три группы: 1) прямые, 2) косвенные, 3) косвенные несамостоятельного значения. К прямым показателям нефтеносности он отнес нафтеновые кислоты, йод, газовый состав вод (особенно наличие в газовом составе тяжелых углеводородов – этана, бутана и других гомологов метана). Косвенные показатели – хлоркальциевый и гидрокарбонатно-натриевый типы вод, низкая сульфатность или бессульфатность вод, наличие бактерий, восстанавливающих сульфаты при участии органического вещества, отсутствие кислорода. Важными положительными признаками являются наличие сероводорода, органические вещества и битумы сложного состава, степень раскрытости нефтяной залежи, хлорбромный коэффициент меньше 292, соли аммония. К косвенным показателям нефтеносности несамостоятельного значения Сулин В.А. отнес высокое содержание брома, бора, бария, стронция, возможно повышенное содержание фтора, радия и некоторых других элементов. Суммируя накопленные данные, Стадник Е.В. разделяет показатели на две группы, соответствующие двум стадиям поисков: 1) стадии региональной оценки перспектив бассейнов и крупных их зон, 2) стадии локальной оценки перспективных структур.

Критерии продуктивности локальных структур можно условно разделить на четыре группы: 1) показатели ореола рассеяния УВ из залежи; 2) гидрогеологические показатели,

связанные с воздействием ореола рассеяния УВ и других компонентов на изменение гидрохимической среды вокруг залежи; 3) косвенные показатели благоприятных условий геохимической среды, гидродинамики и геотермии; 4) показатели, генетическая природа связи которых с залежами УВ недостаточно ясна.

Применяемые региональные показатели условий нефтегазоносности обычно разделяются на пять основных групп: 1) общегидрогеологические, гидродинамические и геотермические, 2) гидрохимические (ионно-солевые) и микроэлементные, 3) водорастворенные газы, 4) растворенное органическое вещество, 5) палеогидрогеологические обстановки (Рисунок 37).

Общие гидрогеологические, гидродинамические и геотермические показатели. гидрогеологических показателей нефтегазоносности Среди обших выделяется тип гидрогеологического бассейна. Гидрогеологическими бассейнами называются заполненные подземными водами различные структуры земной коры, сложенные осадочными и, реже метаморфическими и изверженными породами, обладающими эффективной пористостью, необходимой для движения свободной (гравитационной) воды. Заполняющие коллекторы воды могут быть поровыми, порово-трещинными, трещинно-кавернозными и жильными. К общегидрогеологическим показателям для характеристики бассейна относятся условия разгрузки подземных вод на поверхность и наличие подземных перетоков вод и одного горизонта в другой. Зоны и окна разгрузки можно разделить на несколько типов: 1) литологостратиграфический, 2) палеоэрозионный, 3) тектонический, 4) техногенный. Зоны и окна разгрузки могут быть действующими длительно, краткосрочно, периодически и мгновенно.

**Группа гидрохимических показателей и микроэлементов.** Гидрохимические показатели характеризуют современный химический состав подземных вод и являются основой для рассмотрения всех геохимических процессов, проходящих сейчас или прошедших в подземной гидросфере.

Группа показателей водорастворенных газов. Это наиболее важные и широко применяемые показатели нефтегазоносности как для региональных, так и для детальных исследований на локальных площадях. Главными показателями являются растворенный метан, давление насыщения и газонасыщенность. Также используются газы тяжелых углеводородов (ТУ), коэффициент метан/ТУ и ряд других показателей.

**Группа показателей растворенного органического вещества** является наряду с водорастворенными газами, наиболее важной и хорошо «работающей». Общее количество растворенных ОВ определяется по содержанию в водах органического углерода.

94



Рисунок 37 – Гидрогеологические показатели региональной оценки перспектив нефтегазоносности (Зорькин и др., 1982)

Наиболее ценными показателями являются группа показателей также палеогидрогеологической обстановки. Палеогидрогеологические исследования включают в себя периодизацию гидрогеологической истории развития бассейна с выделением циклов и этапов водообмена, количественную оценку масштабов элизионного и инфильтрационного водообмена, изучение поровых растворов, их формирования и миграции и выноса ими в пластыколлекторы труднорастворимых в обычных условиях УВ и различных минеральных веществ, реконструкции палеотемпературных условий, восстановление палеогидрохимических условий бассейна для каждого цикла водообмена, восстановление палеогидродинамических условий в течение всей истории бассейна с районированием гидродинамических режимов на различных участках и выявление количественных показателей условий нефтегазонакопления.

Гидрогеологическими показателями нефтегазоносности локальных объектов служат в основном те, которые используются при определении регионального и зонального прогноза нефтегазоносности. Вместе с тем, количество индивидуальных показателей, применяемых при исследовании локальных площадей, может быть значительно больше, и набор их несколько иным.

Оптимальный комплекс гидрогеологических показателей нефтегазоносности локальных участков, согласно работам Сулина В.А. (1935), Карцева А.А. (1963) рекомендуется подразделять на группы прямых и косвенных показателей. Среди прямых локальных различают показатели: ореольного рассеяния залежей и биохимического и физико-химического взаимодействия залежей с подземными водами. Косвенные локальные показатели нефтегазоносности не указывают на наличие залежей нефти и газа в пределах исследуемой структуры. Они несут информацию о существующих в недрах условиях, благоприятных для формирования и сохранения углеводородных скоплений. К числу косвенных показателей относятся: газонасыщенность подземных вод, различные соотношения УВ и инертных газов, тип вод и общая минерализация, микрокомпоненты, коэффициенты rNa/rCl, rCa/rMg, Cl/Br и др. (Рисунок 38).



Рисунок 38 – Гидрогеологические показатели локальной оценки перспектив нефтегазоносности (Зорькин и др., 1982)

#### 5.2 Оценка перспектив нефтегазоносности по гидрогеологическим данным

Согласно исследованиям ряда ученых, нефтегазоносными и нефтегазоматеринскими отложениями на исследуемой территории могут быть как палеозойские (кембрийские, девонские и пермские), так и мезозойские (триасовые, юрские и меловые) комплексы (Калинко, 1959; Девятов, Савченко, 2012; Пронкин и др., 2012; Каширцев и др., 2013). Согласно В.А, Каширцеву, нефти Анабаро-Хатангского междуречья обязаны своему происхождению в большей степени органическому веществу нефтематеринских пород девонского соленосного комплекса, в меньшей – породам верхнего палеозоя (Каширцев и др., 2013). Открытые небольшие залежи и нефтегазопроявления в основном связаны с пермским и триасовыми отложениями, реже – с девонскими и меловыми (Мазитов и др., 2017). В других нефтегазоносных бассейнах с развитыми в них девонскими соленосными отложениями (Кемпендяйская впадина, Норильский регион и др.) перспективными на нефть и газ являются также палеозойские и реже мезозойские отложения.

АХМ по общегидрогеологическим и палеогидрогеологическим критериям можно отнести к перспективному. Регион характеризуется мощным (до 8-9 км) осадочным чехлом с выдержанными по простиранию водоносными комплексами с хорошими фильтрационноемкостными свойствами (пористость до 35-50 %, а проницаемость до 0,131 мкм<sup>2</sup>) (Зуйкова, 2006). В исследуемом районе также повсеместно развита мощная криогенная толща, толщины которой достигают в южной части бассейна 400-500 м. Криолитозона является надежным флюидоупором и оказывает существенное влияние на температурный режим недр и залежей углеводородов. По результатам проведенных палеогидрогеологических реконструкций установлено, что в центральной части региона долгое время доминировали морские условия седиментации, что благоприятно сказывалось на захоронении сингенетичных хлоридных натриевых вод совместно с глинистыми осадками, богатыми органическим веществом. Континентальный режим осадконакопления преобладал в краевых частях бассейна. На исследуемой территории достаточно четко выделяются два гидродинамических этажа. Верхний этаж, включающий зоны свободного и затрудненного водообмена, характеризуется наличием в настоящее время взаимосвязи с дневной поверхностью; воды нижнего гидродинамического этажа практически не участвуют в современном круговороте природных вод. Положения статических уровней в триасовом, пермском и каменноугольном комплексах на Нордвикской, Чайдахской, Южно-Тигянской и Северо-Суолемской площадях указывают на их гидравлическую изолированность водоупорными толщами. Согласно проведенным геотермическим исследованиям, в пределах мезозойско-кайнозойских отложений пластовые температуры не превышают 60°С. Температуры палеозойского комплекса на глубинах от 1,5 до 3 км в свою очередь находятся в диапазоне

благоприятных значений для протекания процессов нефтегазобразования от 60°С до 120°С практически на всей территории исследования. Пластовые температуры в подошве палеозойских отложений на севере изучаемого региона достигают 180-220°С. В целом на севере и в центральных районах АХМ значения температурного градиента не превышают 2,6 °С/100м. Среди гидрогеохимических показателей, из-за отсутствия данных по водорастворенным газам и ОВ, был выбран ряд генетических коэффициентов (rNa/rCl, Cl/Br, rCa/rMg, B/Br), химический тип вод, величина общей минерализации, низкие значения концентрации сульфат-иона, повышенные содержания ряда микрокомпонентов (Черных, 2015а).

Анализ комплекса критериев позволил закартировать в исследуемом регионе четыре категории земель по вероятности открытия новых залежей углеводородов: 1) малоперспективная, 2) низкоперспективная, 3) среднеперспективная и 4) высокоперспективная (Рисунок 39). Земли малоперспективной категории расположены на юго-западе региона исследования. Осадочный чехол в этой зоне не превышает 2 км, а пластовые температуры достигают 60°С. Подземные воды и рассолы преимущественно хлоридного кальций-натриевого и натрий-кальциевого состава характеризуются небольшими значениями величины минерализации до 80 г/дм<sup>3</sup> и rNa/rCl отношения (до 0,8). В этой зоне перспективными отложениями следует считать нижнепалеозойские и верхнепротерозойские.

К зоне малоперспективных земель примыкает пояс низкоперспективных зон нефтегазоносности. В его пределах мощность осадочного чехла достигает 4000 м, а криолитозоны 200-400 м. Пластовые температуры на глубинах до 3 км не превышают 120°С. Значения rNa/rCl отношения в доминирующих хлоридных натриевых водах и рассолах составляют около 1. К низкоперспективным в этой зоне следует относить нижне-среднепермские отложения.

Севернее низкоперспективной зоны расположена среднеперспективная зона нефтегазоносности. К этой зоне приурочена часть выявленных нефтепроявлений УВ на Южно-Тигянской площади и нефтегазопроявления на Чайдахской площади. Она характеризуется сравнительно невысокой мощностью криолитозоны (до 200 м), пластовые температуры не превышают, как правило, 90°С. Также стоит отметить повышенные значения I до 15 мг/дм<sup>3</sup>. Наиболее перспективны в этой зоне нижне-среднепермские отложения в виду повышенных фильтрационно-емкостных свойств (пористость до 49% и проницаемость до 0,096 мкм<sup>2</sup>), в меньшей степени мезозойские (триасовые, юрские и меловые). Значения гNa/rCl отношения как правило не превышают 0,8, rCa/rMg отношение меньше 6.

Северная часть изучаемого региона относится к высокоперспективной зоне нефтегазоносности. Здесь открыты нефтепроявления в пермских (Ильинская, Кожевниковская площади) и триасовых (Нордвикская площадь), а также выявлены нефтегазопроявления в нижнеи среднеюрских отложениях. Значения пластовых температур в пределах перспективных отложений не превышают 70°C, мощность многолетнемерзлых пород как правило не превышает 200-300 м. В этой зоне доминируют рассолы выщелачивания каменной соли с минерализацией до 312 г/дм<sup>3</sup>, значения rNa/rCl отношения в среднем составляют около 1, rCa/rMg отношение меньше 5. Перспективными отложениями в этой зоне являются в основном нижнемезозойские породы на сводах и склонах положительных структур, пермские отложения на изученных площадях имеют довольно низкие показатели фильтрационно-емкостных свойств (пористость до 10%).



Рисунок 39 – Схема районирования вероятной нефтегазоносности Анабаро-Хатангского междуречья

Условные обозначения: 1 – административные границы; 2 – скважины; категории земель: 3 – малоперспективная; 4 – низкоперспективная; 5 – среднеперспективная; 6 – высокоперспективная

Также к перспективным структурам стоит относить своды и склоны Сопочного и Тигяно-Анабарского мезовалов, Нордвикского, Косистого, Ильинско-Кожевниковского куполовидных поднятий (Черных, 2019).

На основе комплексной интерпретации гидрогеохимических, геотермических, гидродинамических данных, результатов палеогидрогеохимических реконструкций установлен оптимальный комплекс гидрогеологических критериев нефтегазоносности Анабаро-Хатангского междуречья, выполнен региональный прогноз нефтегазоносности и выделены перспективные зоны нефтегазонакопления. Наибольшие перспективы следует связывать с нижнемезозойскими отложениями на сводах и склонах положительных структур в северной и северо-восточной части и с пермскими отложениями в центральной части исследуемого региона.

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе выполнено обобщение и детальный анализ гидрогеологических материалов Анабаро-Хатангского междуречья впервые за последние 50 лет. Предложены механизмы формирования состава подземных вод в нефтегазоносных отложениях региона, установлены особенности вертикальной гидрогеохимической зональности, выявлена специфика проведены геотермического режима недр и структуры гидродинамического поля, палеогидрогеологические реконструкции. На региональном уровне по общегидрогеологическим показателям установлено, что разрез АХМ характеризуется благоприятными условиями для генерации, аккумуляции и сохранения залежи нефти и газа.

Полученные результаты исследования позволяют сделать следующие выводы:

1) По данным бурения на территории АХМ выделено 11 водоносных комплексов: рифейский, венд-кембрийский, девонский, каменноугольный, пермский, триасовый, нижнесреднеюрский, верхнеюрский, неокомский, апт-альб-сеноманский, четвертичный.

2) В геотермическом плане регион характеризуется низким температурным градиентом (1,96°С/100м), в разрезе нефтегазоносных отложений пластовая температура с глубиной растет монотонно, выделено три геотермических зоны: первая мощностью до 20 м, в которой круглогодично происходят сезонные колебания температур с положительных на отрицательные; вторая, мощностью до 570, в которой развиты криогенные толщи и насыщенные высокоминерализованные воды; и третья, с величиной геотермического градиента до 2,55°С/100 м.

3) Мощность криогенной толщи в Нордвик-Кожевниковском районе составляет 300-400 м, ниже до глубины 540-570 м находятся охлажденные породы. На участках распространения соляных куполов, где минерализация подземных вод значительна, охлажденные породы прослеживаются с глубины 110-180 м. Здесь широко распространены отрицательнотемпературные соленые воды и рассолы, с температурой от 0 до -12°C (криопэги). Наиболее низкие значения мощности криогенной толщи отмечаются в Нордвикском и Сындасском заливах, а также на Улаханской, Южно-Тигянской и Гуримисской площадях.

4) Положения статических уровней указывают на их гидравлическую изолированность водоупорными толщами. В триасовом комплексе по данным бурения на Нордвикской площади статические уровни располагаются на глубинах от 0 м (скважина К-494) до 120 м (скважина Р-48), а дебиты пластовых вод достигают 148 м<sup>3</sup>/сутки, хотя средний дебит по площади около 15 м<sup>3</sup>/сутки. На основании полученных данных замеров пластовых давлений и расчитаного

коэффициента аномальности (K<sub>a</sub>) на трех разведочных площадях, можно сделать вывод, что пластовые давления в пермских отложениях на территории Южно-Тигянской площади и в скважине Гуримисская 2 повышенные, в то время как в скважине Гуримисская 1 в интервале 1880-1955 м замеры пластового давления соответствуют нормальным.

5) В нефтегазоносных отложениях Анабаро-Хатангского междуречья выявлены подземные воды и рассолы с величиной общей минерализации варьирующей от 0,1 до 312,3 г/дм<sup>3</sup> с доминирующими Cl-HCO<sub>3</sub> Na, Cl Na-Ca и Cl Na типами вод. Особенности накопления элементов в полной мере отражают результаты кластерного анализа, которые выявили закономерную связь основных солеобразующих макрокомпонентов между собой, а также взаимосвязь между содержаниями микрокомпонентов Г, B<sup>+</sup>, Br<sup>-</sup> и SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> и позволили установить, что концентрация гидрокарбонат иона не оказывает существенного влияния на химизм рассольных типов вод и из-за возрастающего содержания катионов кальция тип вод определяется, как преимущественно хлоридный натриево-кальциевый.

6) Выделено три генетических типа подземных вод и рассолов: 1) рассолы выщелачивания каменной соли; 2) седиментогенные рассолы и 3) древние инфильтрогенные воды. Генетический тип рассолов выщелачивания хлоридного натриевого состава с величиной общей минерализации до 312,3 г/дм<sup>3</sup> развитый в нижне-среднеюрском, триасовом, пермском и каменноугольном водоносных комплексах сформировал инверсионный тип вертикальной гидрогеохимической зональности в пределах солянокупольных структур. В зонах их отсутствия установлена нормальная (прямая) вертикальная гидрогеохимическая зональность с закономерным ростом с глубиной залегания водовмещающих отложений степени гидрогеологической закрытости недр и метаморфизации рассолов с увеличением роли седиментогенных вод.

7) Гидрогеологическую историю Анабаро-Хатангского междуречья можно разделить на 12 гидрогеологических циклов. Наибольшее значение солености палеобассейна приходится на нижнедевонский цикл, во время которого в регионе существовал солеродный бассейн. Появление рассолов в пределах водоносного комплекса триасовых образований полуострова Юрюнг-Тумус обязано процессу выщелачивания девонских солей в приконтактных зонах соляного штока.

8) На основе комплексной интерпретация гидрогеохимических, геотермических, гидродинамических данных, результатов палеогидрогеохимических реконструкций обоснован оптимальный комплекс гидрогеологических критериев нефтегазоносности Анабаро-Хатангского междуречья, выполнен региональный прогноз нефтегазоносности и выделены перспективные зоны нефтегазонакопления. Наибольшие перспективы следует связывать с нижнемезозойскими отложениями на сводах и склонах положительных структур в северной и северо-восточной части и с пермскими отложениями в центральной и восточной частях исследуемого региона.

# СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Анализ и обобщение результатов изучения керна и естественных обнажений пород Анабаро-Ленской зоны Сибирской платформы с целью выделения нефтегазовых систем и их прогноза в разрезе акваторий моря Лаптевых Отчет по договору № 0000410/1860 (410-15) / ИНГГ СО РАН; рук. А.Э. Конторович. – Новосибирск, 2010. – 931 с.

Анисимов, О.А. Многолетнемерзлые породы Северной Евразии в прошлом, настоящем и будущем: оценки, основанные на синтезе наблюдений и моделирования / О.А. Анисимов, А.А. Ершова, С.А. Ренева, Ю.Г. Стрельченко. –СПб: Государственный гидрологический институт, 2007. – 24 с.

Анциферов, А.С. Гидрогеология древнейших толщ Сибирской платформы /А.С. Анциферов. – М.: Недра, 1989. – 176 с.

Анциферов, А.С. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов, В.И. Вожов, В.Н. Воробьев, А.В. Гольберт, В.В. Гребенюк, М.П. Гришин, Т.И. Гурова, Д.И. Дробот, А.Э. Конторович, В.Л. Кузнецов, В.М. Лебедев, И.Г. Левченко, М.М. Мандельбаум, Н.В. Мельников, К.И. Микуленко, Г.Д. Назимков, В.Д. Накаряков, И.Д. Полякова, Б.Л. Рыбьяков, В.Е. Савицкий, В.В. Самсонов, О.Ф. Стасова, В.С. Старосельцев, А.А. Трофимук, Э.Э. Фотиади, А.В. Хоменко. – М.: Недра, 1981. – 552 с.

Арчегов, В.Б. История нефтегазогеологических работ на территории Сибирской платформы и сопредельных структур / В.Б. Арчегов, В.А. Степанов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т.4. – №1. – С. 1-34.

Арчегов, В.Б. Нефтегазоперспективные объекты Анабаро-Хатангской НГО и пути их освоения / В.Б. Арчегов, С.С. Филатов, В.В. Грибков // Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Дальневосточного экономического района, углеводородных ресурсов шельфа морей Северо-Востока и Дальнего Востока. – СПб.: ВНИГРИ, 1998. – С. 275-281.

Афанасенков, А.П. Геология и перспективы нефтегазоносности севера Сибирской платформы: дис. ... д-ра г.-м. наук: 25.00.12 / Афанасенков Александр Петрович. – М., 2019. – 375 с.

Барс, Е.А. Накопление и преобразование органического вещества современных и ископаемых осадков / Е.А. Барс, Л.И. Селезнева, З.М. Скульская. – М.: Наука, 1978. – С. 48-53.

Басков, Е.А. Основы палеогидрогеологии рудных месторождений / Е.А. Басков. – Л.: Недра, 1983. – 263 с. Басов, В.А. Особенности распределения фораминифер и некоторые вопросы стратиграфии юры бассейна р. Келимяр. / В.А. Басов, Соколов А.Р. // Палеонтологическое обоснование расчленения палеозоя и мезозоя арктических районов СССР. – 1983. – С. 50-62.

Баулин, В.В. Многолетнемерзлые породы нефтегазоносных районов СССР / В.В. Баулин. – М.: Недра, 1985. – 175 с.

Беляев, С.Ю. Анализ истории формирования современной структуры осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба / С.Ю. Беляев, М.А. Фомин // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту): Материалы научного совещания по интеграционным программам Отделения наук о Земле Сибирского отделения РАН. – Иркутск: Ин-т земной коры СО РАН, 2008. – С. 40-42.

Беляев, С.Ю. Модель современной структуры верхнетриасово-мелового комплекса осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба / С.Ю. Беляев, М.А. Фомин // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту): Материалы научного совещания по Программе фундаментальных исследований ОНЗ РАН. – Иркутск: ИЗК СО РАН, 2009. – Т. 1. – Вып. 7. – С. 35-37.

Богомолов, Г.В. Гидрогеология, гидрохимия, геотермия геологических структур / Г.В. Богомолов, А.И. Силин-Бечкурин, В.И. Духанина, В.В. Панов, Ю.Г. Богомолов. – Минск: Наука и техника, 1971. – 336 с.

Букаты, М.Б. Геология и геохимия подземных рассолов западной части Сибирской платформы: дисс. ... д-ра г.-м. наук: 04.00.06 / Букаты Михаил Болеславович. – Томск, 1999. – 289с.

Букаты, М.Б. Прогнозирование нефтегазоносности рифей-нижнекембрийских отложений западной части сибирской платформы на основе изучения водно-газовых равновесий / М.Б. Букаты // Геология нефти и газа. – 1997. – №7. – С. 18-24.

Букаты, М.Б. Разработка программного обеспечения для решения гидрогеологических задач / М.Б. Букаты // Известия ТПУ. Геология поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. – 2002. – Т. 305. – Вып. 6. – С. 348-365.

Валяшко, М.Г. Геохимические закономерности формирования месторождений калийных солей / М.Г. Валяшко. – М.: Издательство МГУ, 1962. – 403с.

Валяшко, М.Г. Геохимия и генезис рассолов Иркутского амфитеатра / М.Г. Валяшко, А.И. Поливанова, И.К. Жеребцова, Б.И. Меттих, Н.К. Власова. – М.: Наука, 1965. – 200 с.

Вожов, В.И. Гидрогеологические условия месторождений нефти и газа Сибирской платформы / В.И. Вожов. – М.: Недра, 1987. – 204 с.

Гидрогеологические критерии нефтегазоносности (на примере Тимано-Печорского бассейна) / под ред. В.А. Чахмачева. – М.: Наука, 1983. – 104 с.

Гидрогеология СССР. Том XVIII. Красноярский край, Тувинская АССР / под ред. И.К. Зайцева. – М.: Недра, 1972. – 479 с.

Гидрогеология СССР. Том XX. Якутская ССР / под ред. А.И. Ефимова, И.К. Зайцева. – М.: Недра, 1970. – 384 с.

Гинсбург, Г.Д. Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба / Г.Д. Гинсбург, Г.А. Иванова. – Ленинград, 1971. – 152 с.

Государственная геологическая карта Российской федерации. Масштаб 1: 1000000 (новая серия). Карта дочетвертичных образований. Лист S-47-49 (юг Таймыра). – СПб.: Санкт-Петербургская картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 1998.

Государственная геологическая карта Российской Федерации. Третье поколение. Геологическая карта. Серия Таймырско-Североземельская. Лист S-49 – Хатангский залив, масштаб: 1:1000000 / под ред. В.Ф. Проскурнина. – СПб.: ФГУП «ВСЕГЕИ», МУП «Полярная ГРЭ», 2013.

Грамберг, И.С. Нефтеносные формации северной части Средней Сибири / И.С. Грамберг // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов: матер. Всесоюзное совещание по оценке нефтегазоносности Якутии. – М.: Недра, 1968. – С. 41–47.

Гуревич, М.С. Гидрохимические и гидрогеологические показатели нефтегазоносности / М.С. Гуревич // Труды ВСЕГЕИ. – 1961. – Т. 46. – С. 393-423.

Девятов, В.П. Новые данные к переоценке ресурсов углеводородов Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области / В.П. Девятов, В.И. Савченко // Геология нефти и газа. – 2012. – №1. – С.55-61.

Дмитриевский, А.Н. Арктический потенциал. Оценки нефтегазоносности шельфа Сибирской платформы / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин, Н.А. Шабалин // Нефть России. – 2018. – №5. – С.9-13.

Дучков, А.Д. Геотермические исследования в Сибири / А.Д. Дучков, Л.С. Соколова. – Новосибирск: НАУКА. Сибирское отделение. 1974. – 280 с.

Дьяконов, Д.И. Геотермия в нефтяной геологии / Д.И. Дьяконов. – М: «Гостоптехиздат», 1958. – 277 с.

Единархова, Н.Е. Геологическое строение и нефтегазоносность палеозойских отложений Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области / Н.Е. Единархова // Россия в Арктике. XXI век: среда обитания, общество, освоение: материалы I Всероссийской молодёжной конференции. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – С. 54-56.

Единархова, Н.Е. Детальное расчленение и корреляция пермских отложений Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области / Н.Е. Единархова // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. – 2013. – Т. 1 – С.139-143.

Емельянцев, Т.М. Геологические исследования в районе Нордвика и острова Бегичева в 1933 г. / Т.М. Емельянцев // Геологические исследования Нордвик-Хатангского района и Таймырского полуострова. – Л., Изд-во Главсевморпути, 1939. – С. 5-40.

Ерёмин, Н.А. Нефтегазовый потенциал северной части Сибирской платформы / Н.А. Ерёмин, Н.А. Шабалин // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2017. – Т. 19. – № 4. – С. 1–10.

Захаров, В.А. Новые данные по биостратиграфии верхнеюрских и нижнемеловых отложений на п-ове Пакса, Анабарский залив (север Средней Сибири) / В.А. Захаров, Т.И. Нальняева, Н.И. Шульгина // Палеобиогеография и биостратиграфия юры и мела Сибири. М.: Наука, 1983. – С. 56-99.

Зорькин, Л.М. Гидрогеохимические показатели оценки перспектив нефтегазоносных локальных структур / Л.М. Зорькин, Е.В. Стадник, В.А. Сошников Г.А. Юрин – М.: Недра, 1974. – 77с.

Зорькин, Л.М. Нефтегазопоисковая гидрогеология / Л.М. Зорькин, М.И. Суббота, Е.В. Стадник. – М.: Недра, 1982. – 216 с.

Зуев, В.А. Особенности миграции химических элементов в природных водах Тунгусской синеклизы в связи с поисками нефтяных и газовых месторождений: отчет о НИР / В.А. Зуев, А.Д. Назаров. – Томск: ТПИ, 1986. – 282 с.

Зуйкова, Ю.Л. Комплексное обобщение геолого-геофизических данных по территории севера Таймырского АО с целью выбора нефтегазоперспективных участков и направлений ГРР / Ю.Л. Зуйкова. – СПб.: ЗАО «Координационный центр «РОСГЕОФИЗИКА», 2006. – 105 с.

Зытнер, Ю.И. Гидрогеологические критерии прогноза нефтегазоносности северных районов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / Ю.И. Зытнер, В.С. Чибисова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 3. – 5 с.

Калинко, М.К. История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Хатангской впадины / М.К. Калинко. – Л.: Государственное науч.-исслед. изд-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1959. – 360 с.

Калинко, М.К. Геологическое строение и нефтеносность Анабаро-Хатангского междуречья. Книга 1 / М.К. Калинко, П.Д. Сиденко. – Л.: НИИ геологии Арктики, 1955. – 200 с.

Карта гидрогеологического районирования Российской Федерации масштаба 1:2500000. – М.: МПР России, 2001.

Карцев, А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие для вузов / А.А. Карцев. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 353 с. Карцев, А.А. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов / А.А. Карцев, С.Б. Вагин, В.М. Матусевич. – М.: Недра, 1986. – 224 с.

Карцев, А.А. Палеогидрогеология / А.А. Карцев, С.Б. Вагин, Е.А. Басков. – М.: Недра, 1969. – 150 с.

Карцев, А.А. Геохимические методы исследований при поисках нефти и газа / А.А. Карцев, В.П. Шугрин. – М.: Недра, 1964. – 203 с.

Каширцев, В.А. Генезис нефтей и нефтепроявлений Анабаро-Хатнгской седловины (Арктический сектор Сибирской платформы) / В.А. Каширцев, Н.С. Ким, Е.А. Фурсенко, О.С. Дзюба, А.Н. Фомин, О.Н. Чалая // Литология, петрография, минералогия, геохимия. – 2013. – №1. – С. 54-63.

Каширцев, В.А. Прямые признаки нефтегазоносности и нефтематеринские отложения Суханского осадочного бассейна Сибирской платформы / В.А. Каширцев, Т.М. Парфенова, С.А. Моисеев, А.В. Черных, Д.А. Новиков, Л.М. Бурштейн, К.В. Долженко, В.И. Рогов, Д.С. Мельник, И.Н. Зуева, О.Н. Чалая // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60. – № 10. – С. 1472-1487.

Климентов, П.П. Методика гидрогеологических исследований: Учеб. для студ. горногеолог. спец. вузов / П.П. Климентов, В.М. Кононов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1989. – 448 с.

Кононова, Р.С. Криопэги отрицательно-температурные воды Земли / Р.С. Кононова, Я.В. Неизвестнов, Н.И. Толстихин, О.Н. Толстихин // Мерзлотные исследования. – 1971. – Вып.11. – С.75-88.

Конторович, В.А. Принципы классификации тектонических элементов молодых платформенных областей (на примере Западной Сибири) / В.А. Конторович, С.Ю. Беляев // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна. – 2000. – Вып. 1. – С. 10-12.

Конторович, В.А. Геологическое строение и сейсмогеологическая характеристика континентальной окраины Сибирской платформы и шельфа моря Лаптевых / В.А. Конторович, А.Ю. Калинин, Л.М. Калинина, М.В. Соловьев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 4. – С.1-15.

Конторович, В.А. Структурно-тектоническая характеристика и перспективы нефтегазоносности Анабаро-Хатангской седловины (Хатангский залив моря Лаптевых и прилегающие территории) / В.А. Конторович, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин, М.В. Соловьев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 3. – С.1-18.

Конторович, В.А. Сейсмогеологическая и структурно-тектоническая характеристика континентальной окраины сибирской платформы (Хатангско-Ленское междуречье) / В.А. Конторович, А.Э. Конторович, А.Ю. Калинин, Л.М. Калинина, В.В. Лапковский, Б.В. Лунев, С.А. Моисеев, М.В. Соловьев // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 8. – С.1153-1171.
Конторович, В.А. Сейсмогеологическая характеристика и стратификация геологического разреза в арктических регионах Сибирской платформы и на шельфе моря Лаптевых / В.А. Конторович, А.Э. Конторович // Доклады Российской Академии Наук. Науки о Земле. – 2021. – Т. 496. – №1. – С. 94-100.

Кох, А.А. Палеогидрогеологические реконструкции юрско-меловых отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба / А.А. Кох // Отечественная геология. – 2014. – № 2. – С. 77-86.

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

Кротова, В.А. Гидрогеологические критерии нефтеносности / В.А. Кротова // Труды ВНИГРИ. – 1960. – Вып. 147. – 162 с.

Кротова, В.А. Роль гидрогеологических факторов в образовании, сохранении и разрушении нефтяных залежей / В.А. Кротова. – Л.: Гостоптехиздат, 1957. – 128 с.

Куликов, Ю.П. Геологическое строение и полезные ископаемые бассейнов рек Куотуйкан, Фомич, Рассоха, Блудная, Половинная, Сопочная, Джекуння, Попигай / Ю.П. Куликов. – Красноярск: ПГО «Красноярскгеология», 1979. – 135 с.

Кусов, А.В. Коллекторские толщи Анабаро-Хатангской седловины: условия формирования и фильтрационно-емкостные свойства / А.В. Кусов, А.В. Ступакова // Вестник Московского университета. – 2013. – №3. – С. 47-52.

Легенда Анабаро-Вилюйской серии листов Государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1:1 000 000 (третье поколение) / под. ред. М.С. Мащак. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2000.

Легенда Оленёкской серии листов Государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1:200 000 (изд. 2-е) / под ред. В. Н. Бобров. – М.: ВСЕГЕИ, 2000.

Леонов, С.Б. Гидроминеральное сырьё и проблемы его переработки / С.Б. Леонов, Е.В. Зелинская, О.И. Горбунова. – Иркутск: Издательство ИГУ, 1999. – 120 с.

Мазитов, М.Р. Геолого-геохимические критерии нефтегазоносности Анабаро-Хатангской седловины / М.Р. Мазитов, А.А. Качкин, К.Г. Скачек, А.И. Ларичев, О.И. Бостриков, А.Н. Хабаров, З.А. Семенова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т.12. – №4. – 22 с.

Мазитов, М.Р. Геологические результаты поисковых работ на Восточно-Таймырском участке / М.Р. Мазитов, А.И. Ларичев, А.Н. Хабаров, Ж.Л. Мельникова, С.Л. Кузнецов, В.Е. Касаткин, Д.А. Стрельников, П.А. Боронин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – №6. – С. 77-85.

Матусевич, В.М. Гидрогеохимические исследования и оценка нефтегазоносности недр Западно-Сибирского бассейна / В.М. Матусевич // Вопросы гидрогеологии и инженерной геологии Сибири. – 1975. – С. 71-77.

Матухин, Р.Г. Девон и нижний карбон Сибирской платформы (состав, условия осадконакопления, минерагения) / Р.Г. Матухин. – Новосибирск: Наука. СО АН, 1991. – 164 с.

Матухин, Р.Г. Девон и нижний карбон северо-запада Сибирской платформы / Р.Г. Матухин, В.В. Меннер. – Новосибирск: Зап.-Сиб. кн. изд-во, 1974. – 129 с.

Меледина, С.В. Новое в аммонитовой стратиграфии юры полуострова Юрюнг-Тумус / С.В. Меледина, В.Г. Князев, В.А. Маринов, А.С. Алифиров, А.Е. Игольников // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Шестое Всероссийское совещание. – Махачкала: АЛЕФ, 2015. – С. 184-190.

Мерзлотно-ландшафтная карта Республики Саха (Якутия). Масштаб 1: 1 500 000 / под. ред. М.Н. Железняк. – Якутск: ИМЗ СО РАН, 2018. – 2 л.

Мерзлотно-ландшафтная карта Якутской АССР. Масштаб 1: 2 500 000 / под ред. П.И. Мельников. – М., ГУГК, 1991. – 2 л.

Методические рекомендации по составлению карт гидрогеологического районирования масштаба 1:2 500 000, схем гидрогеологической стратификации и классификаторов объектов гидрогеологического районирования и стратификации. – МПР России, 2004. – 29 с.

Методическое письмо по подготовке схем гидрогеологической стратификации. – М.: Министерство природных ресурсов Российской Федерации, 1999. – 17 с.

Методическое руководство по составлению и подготовке к изданию листов Государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1:200 000 (второго издания). Версия 1.2. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. – 163 с.

Методическое руководство по составлению и подготовке к изданию листов Государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1:200 000 (второе издание). Версия 1.3. – СПБ.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2017. – 173 с.

Микуленко, К.И. Геология и нефтегазоносность Арктических районов Западной Якутии / К.И. Микуленко, В.С. Ситников, Р.М. Скрябин, К.В. Тимиршин. – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1997. – 178 с.

Назаров, А.Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А.Д. Назаров. – М.: Идея-Пресс, 2004. – 288 с.

Нестеров, И.И. Нефть Сибири / И.И. Нестеров, Н.Н. Ростовцев, М.Я Рудкевич. – М.: Знание, 1963. – 31 с.

Нехаев, А.Ю. Новый разрез средней и верхней юры западного берега полуострова Юрюнг-Тумус / А.Ю. Нехаев, В.А. Маринов, А.С. Алифиров, А.Е. Игольников // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Шестое Всероссийское совещание. – Махачкала: АЛЕФ, 2015. – С. 199-202.

Никитенко, Б.Л. Стратиграфия, палеобиогеография и биофации юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды) / Б.Л. Никитенко. – Новосибирск: Параллель, 2009. – 690 с.

Никитенко, Б.Л. Проблемы стратиграфии оксфорда и кимериджа на севере Средней Сибири (разрез полуострова Нордвик) / Б.Л. Никитенко, В.Г. Князев, Н.К. Лебедева, Е.Б. Пещевицкая, Р.В. Кутыгин // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 9. – С. 1222-1241.

Никитенко, Б.Л. Стратиграфия юры и мела Анабарского района (Арктическая Сибирь, побережье моря Лаптевых) и бореальный зональный стандарт / Б.Л. Никитенко, Б.Н. Шурыгин, В.Г. Князев, С.В. Меледина, О.С. Дзюба, Н.К. Лебедева, Е.Б. Пещевицкая, Л.А. Глинских, А.А. Горячева, С.Н. Хафаева // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1047-1082.

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

Новиков, Д.А. Новые данные по изотопному составу (δD, δ<sup>18</sup>O, δ<sup>13</sup>C, <sup>87</sup>Rb/<sup>86</sup>Sr и <sup>87</sup>Sr/<sup>86</sup>Sr) рассолов Сибирской платформы / Д.А. Новиков, А.Н. Пыряев, А.В. Черных, Ф.Ф. Дульцев, А.В. Ильин, Е.О. Чертовских // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. - № 7. – С. 20-33 (а).

Новиков, Д.А. Равновесие рассолов Анабаро-Хатангского междуречья с минералами вмещающих пород / Д.А. Новиков, А.В. Черных // Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН. – 2019. – № 16. – С. 443-447.

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

Обработка и обобщение материалов параметрического бурения в восточной части Енисей-Хатангского прогиба (Логатская, Массоновская, Восточно-Кубалахская и Западно-Кубалахская площади): отчет о НИР. Кн. 1. / отв. исп. Пантелеев А. В. – Красноярск: ПГО «Енисейнефтегазгеология», 1989. – 157 с.

Опорный разрез неокома севера Сибирской платформы (Енисей-Хатангский прогиб, Анабаро-Хатангская седловина). Геологическое описание. Том 2 / под ред. Гольдберта А.В. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1981. – 160 с.

Пантелеев, А.В. Литолого-стратиграфическое расчленение карбонатных отложений Анабаро-Хатангской седловины / А.В. Пантелеев // Поиски и разведка залежей нефти и газа в древних продуктивных коллекторах. – 1990. – С. 111-118.

Пиннекер, Е.В. Рассолы Ангаро-Ленского артезианского бассейна / Е.В. Пиннекер. – М.: Наука, 1966. – 332 с.

Пояснительная записка к Карте гидрогеологического районирования Российской Федерации масштаба 1:2500000. – М.: МПР России, 2001.

Пронкин, А.П. Новые данные о геологическом строении и возможной нефтегазоносности зон сочленения Западно-Сибирской и Сибирской платформ со складчатым Таймыром / А.П. Пронкин, В.И. Савченко, П.А. Хлебников, В.А. Эрнст, Ю.А. Филипцов, А.П. Афанасенков, А.С. Ефимов, А.В. Ступакова, С.И. Бордунов, А.А. Суслова, Р.С. Сауткин, Т.А. Глухова, К.А. Перетолчин // Геология нефти и газа. – 2012. – №1. – С. 28-42 (б).

Пронкин, А.П. Перспективы нефтегазоносности Хатангского залива / А.П. Пронкин, В.И. Савченко, Б.В. Шумский // Offshore [Russia]. – 2013. – С. 18–22.

Пронкин, А.П. Некоторые результаты геофизических работ нового этапа на Анабаро-Хатангской седловине / Пронкин, В.И. Савченко, Б.В. Шумский, А.С. Горшков // Природные ресурсы Красноярского края. – 2012. – №13. – С.40-46 (а).

Пронкин, А.П. Новые данные о строении Анабаро-Хатангской седловины (в пределах акватории Хатангского залива) / Пронкин, В.И. Савченко, Б.В. Шумский, Л.Б. Мейснер // Природные ресурсы Красноярского края. – 2011. – №11. – С.56-60.

Проскурнин, В.Ф. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Таймырско-Североземельская. Лист S-49 – Хатангский залив. Объяснительная записка / В.Ф. Проскурнин, А.В. Гавриш, В.В. Межубовский, В.Р. Трофимов, М.В. Наумов, Б.С. Васильев, Н.Н. Нагайцева, В.Д. Тарноградский, М.З. Карчинская, В.Н. Андронов, В.В. Нелюбин, В.В. Кошевой, В.В. Кямяря, А.А. Багаева, И.Н. Мозолева, А.П. Матюшев, В.В. Мохов, А.В. Шманяк, Н.Р. Горбацевич, Б.С. Петрушков. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2013. – 275 с

Решения 3-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозою и кайнозою Средней Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1981. – 91 с.

Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири. – Ленинград, Новосибирск: Ленинградская картографическая фабрика ВСЕГЕИ. 1983. – 215 с.

Решения Межведомственного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем Сибири. – М.: Госгеолтехиздат, 1959. – 91 с.

Романовский Н.Н. Подземные воды криолитозоны / Н.Н. Романовский. – М.: Московский университет, 1983. – 231 с.

Рыцев, В.М. Региональные нефтепоисковые работы на Таймыре / В.М. Рыцев, В.И. Казаис, Д.Г. Кушнир // Природные ресурсы Красноярского края: специализированное информационно-аналитическое издание. – 2012. – № 13. – С. 38-39.

Садыкова, Я.В. Гидрогеологическая стратификация разреза Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области / Я.В. Садыкова // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2019. –Т.2 – №1. – С.170-176.

Садыкова, Я.В. Палеогидрогеохимические реконструкции нефтегазоносных отложений полуострова Гыдан / Я.В. Садыкова // Отечественная геология. – 2016. – № 1. – С. 16-24.

Садыкова, Я.В. Периодизация гидрогеологической истории Анабаро-Хатангской, Лено-Анабарской и Лаптевской нефтегазоносных областей / Я.В. Садыкова // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2017. – Т. 2. – № 1. – С. 171-176.

Садыкова, Я.В. Палеогидрогеологические реконструкции верхнеюрских отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья / Я.В. Садыкова, Д.А. Новиков // Нефть и газ. – 2010. – №1. – С.19-28.

Сакс, В.Н. Мезозойские отложения Хатангской впадины / В.Н. Сакс, Н.С. Грамберг, З.З. Ронкина, Э.Н. Аплонова. – Л.: Гостоптехиздат, 1959. – 226 с.

Сакс, В.Н. О разбивке на свиты юрской системы в восточной части Енисей-Хатангского прогиба / В.Н. Сакс, С.В. Меледина, Б.Н. Шурыгин // Геология и геофизика. – 1978. – Т. 9. – С. 3-15.

Сакс, В.Н. Стратиграфия юрской и меловой систем севера СССР / В.Н. Сакс, З.З. Ронкина, Н.И. Шульгина, В.А. Басов, Н.М. Бондаренко. – Л.: Изд-во АН СССР, 1963. – 227 с.

Самарина, В.С. Гидрогеохимия / В.С. Самарина. – Л.: Изд.-во Ленингр. Ун-та, 1977. – 360 с.

Сонненфелд, П. Рассолы и эвапориты / П. Сонненфелд. – М.: Мир, 1988. – 480 с.

Степаненко, Г.Ф. Геолого-геофизические предпосылки нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Анабаро-Хатангской седловины: дисс. ... канд. г.м. наук: 04.00.17/ Степаненко Геннадий Федорович. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1985. – 184 с.

Суббота, М.И. Методы обработки и интерпретации результатов гидрогеологических исследований в нефтегазопоисковых целях / М.И. Суббота, В.Ф. Клейменов, Е.В. Стадник. – М.: Недра, 1980. – 271 с.

Суббота, М.И. Интерпретация результатов гидрогеологических исследований при поисках нефти и газа / М.И. Суббота, В.Ф. Клейменов, Е.В. Стадник. – М.: Недра, 1996. – 118 с.

Сулин, В.А. Воды нефтяных месторождений в системе природных вод / В.А. Сулин. – М.: Гостоптехиздат, 1946. – 96 с.

Сулин, В.А. Воды нефтяных месторождений СССР / В.А. Сулин. – М.-Л.: ОНТИ, 1935. – 367 с.

Сурнин, А.И. Гидрогеологические критерии нефтегазоносности Вилюйской синеклизы: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.07 / Сурнин Алексей Иванович. – Томск, 1986. – 18 с.

Труды Межведомственного совещания по стратиграфии Сибири. – Л.: ВНИГРИ, 1957. – 385 с.

Филатов, С.С. Освоение нефтегазоносных объектов Анабаро-Хатангской НГО возможное решение проблемы топливно-энергетического обеспечения северо-западных районов Якутии / С.С. Филатов, В.Б. Арчегов, В.В. Грибков // Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов. – СПб.: ВНИГРИ, 1999. – С. 139-145.

Фомин, М.А. Современная структура мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба по опорным уровням / М.А. Фомин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – №5. – 10 с.

Фомин, М.А. Структура мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба и история его тектонического развития: в связи с нефтегазоносностью // дисс. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 /Фомин Михаил Александрович. – Новосибирск, 2013. – 232 с.

Фомин, М.А. Тектоника нижнего структурного яруса мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба / М.А. Фомин // Проблемы геологии и освоения недр: сб. научных трудов XII международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных. – Томск, 2008. – С. 135-138.

Фомин, М.А. Тектоническое строение мезозойско-кайнозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба / М.А. Фомин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 9. – С. 4-18.

Фролов, Н.М. Гидрогеотермия / Н.М. Фролов. – М: Недра, 1968. – 316 с.

Черных, А.В. Гидрогеологическая стратификация Анабаро-Хатангской седловины / А.В. Черных // Материалы 50-й Международной научной студенческой конференции «Студент и научно-технический прогресс»: Геология. – Новосибирск: Изд-во НГУ, 2012. – С. 46-46.

Черных, А.В. Гидрогеологические критерии нефтегазоносности Анабаро-Хатангского междуречья / А.В. Черных // Геология на окраине континента: І молодежная научная конференция-школа, приуроченная к 60-летнему юбилею ДВГИ ДВО РАН: Материалы. – Владивосток: Изд-во ДВФУ, 2019. – С. 144-147.

Черных, А.В. Гидрогеологические критерии нефтегазоносности Анабаро-Хатангского междуречья / А.В. Черных // Фундаментальные и прикладные вопросы гидрогеологии

нефтегазоносных бассейнов: Материалы III Всероссийской научной конференции с международным участием к 90-летию А.А. Карцева. – М.: ГЕОС, 2015. – С. 117-121 (а).

Черных, А.В. Гидрогеология нефтегазоносных отложений Анабаро-Хатангского междуречья / А.В. Черных // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Материалы Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов, посвящ. 80-летию акад. А.Э. Конторовича. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2014. – С. 128-129.

Черных, А.В. Гидрогеохимия Анабаро-Хатангского междуречья / А.В. Черных // Подземные воды Востока России: Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России (XXII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока с международным участием). – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2018. – С. 532-537 (а).

Черных, А.В. Особенности формирования рассолов в девонских отложениях Анабаро-Хатангского междуречья / А.В. Черных // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. – 2017. – Т. 1 – С. 177-181 (а).

Черных, А.В. Палеогидрогеохимия нефтегазоносных отложений Анабаро-Хатангского междуречья / А.В. Черных // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ: Сборник научных статей. – Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2017. – С. 385-393 (б).

Черных, А.В. Периодизация гидрогеологической истории Анабаро-Хатангского междуречья / А.В. Черных // Материалы Всероссийской конференции с международным участием "Современные проблемы гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии Евразии" с элементами научной школы. – Томск: Изд-во Томского политехнического ун-та, 2015. – С. 796-800 (б).

Черных, А.В. Структура геотермического поля Анабаро-Хатангского междуречья / А.В. Черных // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. – 2018. – Т. 1. – С. 40-46 (б).

Черных, А.В. Палеогидрогеология Анабаро-Хатангского междуречья / А.В. Черных, Д.А. Новиков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 4 (130). – С. 27-33.

Черных, А.В. Палеогидрогеохимия нефтегазоносных отложений Анабаро-Хатангского междуречья / А.В. Черных, Д.А. Новиков // Отечественная геология. – 2020. – № 2. – С. 81-96.

Шатский, Н.С. Проблема нефтеносности Сибири / Н.С. Шатский // Нефтяное хозяйство. – 1932. – Т. 24. – № 9. – С. 131- 140.

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

Шурыгин, Б.Н. Свитная разбивка нижне- и среднеюрских отложений в Анабаро-Хатангском районе / Б.Н. Шурыгин // Новые данные по стратиграфии и фауне юры и мела Сибири. – 1978. – С. 19-46. Шурыгин, Б.Н. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б.Н. Шурыгин, Б.Л. Никитенко, В.П. Девятов, В.И. Ильина, С.В. Меледина, Е.А. Гайдебурова, О.С. Дзюба, А.М. Казаков, Н.К. Могучева. – Новосибирск: Изд-во 'Гео", 2000. – 480 с.

Brown, J. Circum-arctic map of permafrost and ground ice conditions. / J. Brown, O.J. Ferrians, Jr., J.A. Heginbottom, E.S. Melnikov // Boulder, CO: National Snow and Ice Data Center/World Data Center for Glaciology. – 2001. – Access mode: https://databasin.org/datasets/1f624a31ab224835a78ad4bf11103419.

Dixon, J. Geological history of the late Cretaceous to Cenozoic Beaufort-Mackenzie basin, Arctic Canada / J. Dixon, L.S. Lane, J.R. Dietrich, D.H. McNeil, Z. Chen // The Sedimentary Basins of the United States and Canada. – 2019. – P. 695-717.

Dixon, J. Petroleum resources of the Mackenzie Delta and Beaufort Sea / J. Dixon, G.R. Morrel, J.R. Dietrich, G.C. Taylor, R.M. Procter, R.F. Conn, S.M. Dallaire, J.A. Christie. – Ottawa: Geology Survey Canada Bulletin, 1994. – 474 p.

Embry, A. Sverdrup basin / A. Embry, B. Beauchamp // The sedimentary basins of the United States and Canada. – 2019. – P. 559-592.

Hudec, M.R. Terra infirma: Understanding salt tectonics / M.R. Hudec, M.P.A. Jackson // Earth-Science Reviews. – 2007. – №82. – P. 1-28.

Kane, D.L. Regional groundwater flow in an area mapped as continuous permafrost, NE Alaska (USA) / D.L. Kane, K. Yoshikawa, J.P. McNamara // Hydrogeology Journal. – 2013. – V. 21. – P. 41-52.

Khudoley, A. The Northern Siberia geology and hydrocarbon systems: Project and the first results / A. Khudoley, V. Verzhbitsky, A. Prokopiev, E. Frantzen, M. Tuchkova, A. Egorov, G. Serkina, D. Vasiliev, M. Rogov, D. Zastrozhnov., A. Li. // 71st EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC. – Amsterdam, 2009. – P. 1-5.

Lane, S.L. Latest Cretaceous-Tertiary tectonic evolution of northern Yukon and adjacent arctic Alaska / S.L. Lane // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1998. – V. 82. – P. 1353-1371.

Lane, S.L. Tertiary structural evolution of the Beaufort Sea-Mackenzie Delta region, Arctic Canada / S.L. Lane, J.R. Dietrich // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. – 1995. – V. 43. – P. 293-314.

Lewkowicz, A.G. Spatial and thermal characteristics of mountain permafrost, Northwest Canada / A.G. Lewkowicz, P.P. Bonnaventure, S.L. Smith, Z. Kuntz // Geografiska Annaler: Series A, Physical Geography. – 2012. – V. 94. – Issue 2. – P. 195-213.

Mohammed, H.B. Composition and origin of the sabkha brines, and their environmental impact on infrastructure in Jizan area, Red Sea Coast, Saudi Arabia / H.B. Mohammed, A.A. Mahmoud // Environmental Earth Sciences. – 2016. – V.75. – №105.

Nikitenko, B.L. Micropalaeontological analyses across Upper Jurassic - Lower Cretaceous Boundary in Nordvik Peninsular Standard section (North of Middle Siberia) / B.L. Nikitenko, E.B. Pestchevitskaya, N.K. Lebedeva, V.I. Ilyina // News Letters on Stratigraphy. – 2008. – V. 42. – № 3. – P. 181-222.

Novikov, D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins / D.A. Novikov // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – V.44. - №5. – P.780-788.

Rosenthal, E. The paleoenvironment and the evolution of brines in the Jordan-Dead Sea transform and in adjoining areas / E. Rosenthal, A. Flexer, P. Moller // International Journal of Earth Sciences. – 2006. – №95. – P. 725–740.

Rushdi, J.T. Hydrochemistry, evolution, and origin of brines in supratidal saline pans, south Jeddah, Red Sea coast, Saudi Arabia / J.T. Rushdi, A.A. Mahmoud // Arabian Journal of Geosciences. – 2015. – №8. – P. 8835–8851.

Stephani, E. Taliks, cryopegs, and permafrost dynamics related to channel migration, Colville River Delta, Alaska / E. Stephani, J. Drage, D. Miller, B.M. Jones, M. Kanevskiy // Permafrost and Periglacial Processes.  $-2020. - V. 31. - N_{\odot} 3. - P. 1-16.$ 

Thomas, F.K. Distinguishing seawater from geologic brine in saline coastal groundwater using radium-226 an example from the Sabkha of the UAE / F.K. Thomas, W.W. Warren, E.S. Ward // Chemical Geology.  $-2014. - N_{2}371. - P. 1-8.$ 

Yitzhak, L. The origin and evolution of brine in coastal sabkhas, Northern Sinai / L. Yitzhak // Journal of Sedimentary Petrology. – 1997. – V. 47. – № 1. – P. 451-462.