

На правах рукописи



БУРУХИНА Александра Ильинична

**ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ
ИЗ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЯМАЛЬСКОЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ
(ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)**

1.6.11 – геология, поиски и разведка нефтяных и газовых
месторождений

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Новосибирск – 2026

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

Научный руководитель:

Фурсенко Елена Анатольевна

кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН

Официальные оппоненты:

Гончаров Иван Васильевич

доктор геолого-минералогических наук, профессор, начальник Управления лабораторных исследований пластовых флюидов, технологических жидкостей и реагентов Обособленного подразделения Филиала ООО «РН-ГИР» (г. Томск)

Сапьяник Виктор Васильевич

кандидат геолого-минералогических наук, заместитель директора Новосибирского филиала ФГБУ «ВНИГНИ» (г. Новосибирск)

Ведущая организация:

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Федеральный исследовательский центр «Коми научный центр
Уральского отделения Российской академии наук» (ФИЦ Коми НЦ
УрО РАН), г. Сыктывкар

Защита состоится 14 октября 2026 г. в 10 ч. в конференц-зале на заседании диссертационного совета 24.1.087.03 на базе ИНГГ СО РАН по адресу: г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, д. 3.

Отзыв в двух экземплярах, оформленный в соответствии с требованиями Минобрнауки России (см. вклейку), просим направлять по адресу: 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, д. 3; e-mail: SotnichIS@ipgg.sbras.ru

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на официальном сайте ИНГГ СО РАН <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/education/theses/d003-068-02/burukhina2026>

Автореферат разослан 17 июля 2026 г.

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



И. С. Сотнич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Объектом исследования являются нефти и конденсаты из юрских и меловых залежей Ямальной нефтегазоносной области, а также органическое вещество (ОВ) потенциально нефтегазоматеринских осадочных толщ (НГМТ) Ямальной и западной части Гыданской нефтегазоносных областей (НГО).

Актуальность темы исследования и степень ее разработанности.

В связи с высокой степенью выработки крупных месторождений центральных районов Западной Сибири, согласно «Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2050 г.» (распоряжение правительства Российской Федерации от 11.07.2024 № 1838-р), одним из приоритетных направлений геологоразведочных работ является изучение нефтегазоносности ее арктических регионов, включая решение задач органической геохимии. На сегодняшний день опубликовано значительное количество исследований, в которых рассматриваются геохимические особенности нафтидов и ОВ осадочных толщ отдельных, в основном крупных, месторождений Ямальной НГО (Чахмахчев, Волкова, 1994; Chakhmakhchev et al., 1994; Чахмахчев и др., 1995; Katz et al., 2003; Гируц и др., 2014; Шевченко и др., 2016; Соболева и др., 2019; Фурсенко и др., 2019, 2021; Fursenko, Kim, 2019; Фурсенко, Бурухина, 2021; Бурухина, 2023). Региональные аспекты геохимии углеводородных (УВ) флюидов в публикациях обсуждаются, главным образом, на основе изучения единичных проб и дальнейшей экстраполяции данных на весь арктический регион Западной Сибири (Гурари и др., 1963; Конторович, Стасова, 1964; Конторович и др., 1967; 1975; 1980; Стасова, Андрусевич, 1981; Чахмахчев, 1983; Немченко и др., 1989; 1999; Чахмахчев и др., 1990; Справочник..., 1998; Борисова и др., 2011; Гончаров и др., 2023). В работе (Соболева, Строганов, 1993) проведена геохимическая типизация нефтей и конденсатов полуострова Ямал, которая опирается на доступный на то время значительный по объему массив аналитических данных по составу углеводородов C_5 – C_8 . Высокомолекулярные УВ-биомаркеры, которые являются основой современных геохимических обобщений, в этой работе не обсуждаются.

Таким образом, актуальность проведенного исследования обусловлена необходимостью систематизации значительного массива геохимической информации, полученной современными аналитическими методами, что является важным компонентом совершенствования представлений о процессах нефтегазообразования и формирования залежей УВ-флюидов

в мезозойских отложениях Ямальской НГО – одного из ключевых стратегических регионов для развития нефтегазодобывающей промышленности РФ.

Цель исследования – опираясь на результаты геохимической типизации исследованных нефтей и конденсатов и их сопоставление с опубликованными и полученными автором материалами по геохимии ОВ пород, выявить наиболее вероятные источники формирования залежей УВ-сырья в юрско-нижнемеловых отложениях Ямальской НГО.

Научная задача – выполнить комплексное геохимическое изучение нефтей, конденсатов и ОВ из юрско-нижнемеловых отложений Ямальской НГО с дальнейшим проведением их геохимической типизации (фациально-генетические типы, уровень зрелости) и определением генетических связей между ОВ установленных НГМТ и нафтидами; выявить биodeградируемые нефти и конденсаты и провести диагностику масштабов воздействия процессов биodeградации на их состав.

Фактический материал и методы исследования. Коллекция состоит из 99 проб нефтей и конденсатов из юрско-меловых залежей 17 месторождений Ямальской нефтегазоносной области и 111 образцов кернового материала из 3 скважин, расположенных на территории Ямальского полуострова (Нейтинская-28, Арктическая-16, Восходная-3021) и 2 – Гыданского (Штормовая-122, Трехбугорная-445). Материалы для исследования (пробы нефтей и конденсатов, фондовые данные) предоставлены лабораторией геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН. Керновый материал в разные годы отбирался к.г.-м.н. Н.С. Ким, д.г.-м.н. А. Н. Фоминым и чл.-корр. РАН, д.г.-м.н. Б. Л. Никитенко.

Исследования проводились по единой схеме, принятой в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН. Пробоподготовка и определение физико-химических характеристик нефтей и конденсатов осуществлялись посредством соответствующих стандартизованных лабораторных методик химического анализа. Содержание органического углерода в очищенных от карбонатов породах устанавливалось с помощью экспресс-анализатора АН-7529. Пиролитические исследования пород выполнялись по методу Rock-Eval на анализаторе Source Rock Analyzer (SRA) в режиме TPH/TOC (Weatherford Laboratory, Instr. Division). Изотопный состав органического углерода пород и нафтидов (ИСУ) изучался на масс-спектрометре DELTAVAdvantage (ThermoFisherScientific) в Томском филиале АО «СНИИГиМС». Битумоиды выделялись методом хлороформной экстракции. Определение группового состава осуществлялось посредством колоночной адсорбционно-жидкостной хроматографии и инфракрасной

спектроскопии (Specord 75 IR). Методом газожидкостной хроматографии (алканы нормального и изопреноидного строения) на приборе «Маэстро GX 7820» (Agilent Technologies 7820A GC System) анализировались метано-нафтеновые фракции битумоидов, нефтей и конденсатов; методом хромато-масс-спектрометрии, с помощью системы из газового хроматографа Hewlett Packard 5890 и масс-селективного детектора Agilent MSD 5972A, – метано-нафтеновые (стераны и терпаны), нафтенно-ароматические (арены) фракции и неразогнанные пробы нафтидов (УВ C₅–C₈). Распределение УВ C₅–C₈ в составе нефтей и конденсатов также изучено по архивным базам данных («Главтюменьгеология»). Для диагностики уровня зрелости ОБ изученных пород использовались данные д.г.-м.н. А. Н. Фомина по отражательной способности витринита (ИНГГ СО РАН).

Защищаемые научные положения:

1. В соответствии с диагностируемыми особенностями компонентного состава нефти и конденсаты, аккумулированные в залежах Ямальской нефтегазоносной области, являются продуктами генерации зрелого органического вещества разного генотипа. Исследованные жидкие углеводороды из залежей в юрских толщах генетически связаны преимущественно с террагенным органическим веществом, из залежей ахской свиты – с аквагенным, а нафтиды таноппинской и яронгской свит имеют смешанное происхождение и в неглубоких залежах (< 2220 м, T_{пл} < 70 °C) в значительной степени изменены биodeградацией.

2. Комплексный анализ результатов аналитических исследований нафтидов и кернового материала, опубликованных данных по органической геохимии осадочных пород показывает, что более половины изученных нефтей и конденсатов Ямальской нефтегазоносной области образовались за счет зрелого органического вещества нижней – средней юры, а аквагенное органическое вещество баженовского горизонта генерировало немногим более трети жидких углеводородов. Заполнение ловушек продуктами генерации происходило многостадийно.

Теоретическая и практическая значимость. Рациональная разработка уже открытых залежей и вероятность положительного прогноза новых УВ-скоплений зависит от полноты имеющихся геолого-геохимических данных и адекватности восстановленной истории формирования нефтегазового потенциала осадочного бассейна. Исследованная коллекция характеризует основной интервал нефтегазоносности Ямальской НГО – от нижней юры до кровли нижнемелового комплекса. В рамках проведенного исследования на современном аналитическом уровне получены новые данные по молекулярному составу и физико-химическим свойствам нефтей

и конденсатов. Эта информация может быть использована для прогноза товарных качеств УВ-сырья региона. Определены фациально-генетические типы УВ-флюидов и степень катагенетической преобразованности исходного для них ОВ, диагностировано изменение состава нафтидов вследствие их бактериальной переработки. По результатам изучения кернового материала и обобщения опубликованной геохимической информации дана характеристика юрских и меловых пород района исследования в соответствии с их нефтегазогенерационными свойствами. Это позволило актуализировать представления об основных источниках нефтей и конденсатов и процессах формирования их современного УВ-состава. Результаты исследования могут привлекаться при разработке программ изучения нефтегазоносности разноранговых объектов Арктической зоны Западной Сибири; для верификации результатов бассейнового моделирования.

Научная новизна исследования заключается в сочетании детальной проработки отдельных геохимических аспектов и его комплексности. Выполнена геохимическая интерпретация широкого спектра аналитических данных: от физико-химических характеристик нафтидов до их компонентного состава. Впервые для нефтей и конденсатов Ямальской НГО в рамках одного исследования изучен молекулярный состав как тяжелых, так и легкокипящих фракций. Авторский подход к совместному учету этой геохимической информации позволил на новом качественном уровне провести генетическую типизацию и определить региональные закономерности распределения нефтей и конденсатов разных геохимических типов по площади и по разрезу. Синтез этих результатов с опубликованными и полученными непосредственно в рамках исследования данными по геохимии ОВ основных НГМТ района исследования дал возможность уточнить генетические связи между изученными жидкими УВ-флюидами и их источниками. Показано, что в основной массе нефти и конденсаты Ямальской НГО являются смесью продуктов генерации зрелого разнотипного органического вещества. Проведена качественная оценка вклада верхнеюрских и нижнесреднеюрских производящих пород в состав изученных нафтидов. Впервые установлен факт воздействия процессов биodeградации на УВ-состав нефтей из залежей ахской и мальшевской свит района исследования (Новопортовское месторождение).

Достоверность научных результатов обеспечивается значительным объемом фактического материала и высокой степенью его проработки с помощью оптимального комплекса современных физико-химических методов анализа. Для изучения образцов коллекции применялись методики и современное оборудование, отвечающие международным

стандартам. Достоверность полученных аналитических результатов подтверждается их сходимостью в рамках внутреннего контроля и воспроизводимостью при сопоставлении с данными, полученными в других лабораториях.

Личный вклад автора. Автором создана единая база первичной геохимической информации. В ней обобщены и систематизированы все обсуждаемые в исследовании аналитические данные – архивные и новые, полученные непосредственно соискателем. К последним относятся сведения о плотности, вязкости, фракционном и групповом составе нефтей и конденсатов коллекции (20 проб). Создана библиотека поиска низкомолекулярных углеводородов C_3 – C_8 для программного обеспечения (ПО) Mass Hunter и выполнена интерпретация всех использованных в работе результатов хромато-масс-спектрометрического изучения нефракционированных проб нефтей и конденсатов. Проведена первичная пробоподготовка образцов пород из скважин Штормовая-122 и Арктическая-16. Составлен аналитический обзор опубликованных материалов по геологии и органической геохимии ОВ и дочерних нафтидов изучаемого района – подготовлена геолого-геохимическая основа исследования. Реализована поэтапная и комплексная интерпретация всех фактических материалов (результаты исследований 99 проб нефтей и конденсатов и 111 образцов керна). Выполнена классификация нефтей и конденсатов в соответствии с их физико-химическими характеристиками. Выделены наиболее информативные геохимические показатели для диагностики фациально-генетического типа материнского ОВ нафтидов района исследования и оценки воздействия на их состав процессов биodeградации. Проведена генетическая типизация бензиновых и высокомолекулярных фракций нефтей и конденсатов. С помощью авторского подхода выполнено комплексирование полученных результатов. Выделены биodeградируемые нафтиды, оценена степень их бактериальной деструкции, установлены закономерности их локализации в разрезе и на территории района исследования. Проинтерпретированы аналитические данные по геохимии ОВ пород, оценены их нефтегазогенерационные свойства. На основе полученных результатов и их сопоставления с опубликованными сведениями выполнена качественная оценка вклада основных НГМТ района исследования в состав нефтей и конденсатов Ямальской НГО.

Апробация работы. Основные научные результаты индивидуально и в составе авторских коллективов опубликованы в 22 работах; из них 5 – статьи в рецензируемых научных журналах категорий К1 и К2 («Геохимия», «Химия в интересах устойчивого развития», «Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири»). Доклады

по теме исследования представлены автором на 14 международных и российских научных конференциях: V всероссийской молодежной научно-практической школе-конференции «Науки о Земле. Современное состояние» (Рес. Хакасия, 2018), 2-ой всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов «Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири» (г. Новосибирск, 2019), 57-ой и 58-ой Международных научных студенческих конференциях (г. Новосибирск, 2019, 2020), всероссийских молодежных научных конференциях «Трофимуковские чтения» (г. Новосибирск, 2019, 2021, 2025), всероссийской научной конференции «Геохимия нефти и газа, нефтематеринских пород, угля и горючих сланцев» (г. Сыктывкар, 2019), XI, XII и XIII международных конференциях «Химия нефти» (г. Томск, 2020, 2022, 2024), 30th International Meeting on Organic Geochemistry «IMOG-2021» (Montpellier, France, 2021), российской научной конференции «Геохимия и петрография угля, горючих сланцев и битуминозных пород» (г. Сыктывкар, 2023), всероссийской научной конференции «Фундаментальные, глобальные и региональные проблемы геологии нефти и газа» (г. Новосибирск, 2024).

Исследования проводились при поддержке проектов: ФНИ № 0331-2019-022 «Органическая геохимия и история геологического развития доминантных нефтегазовых систем верхнего протерозоя и фанерозоя Сибири», РФФ № 18-17-00038 «Верхняя юра и нижний мел побережья моря Лаптевых и других бореальных бассейнов», РФФИ № 18-05-00786 А «Изучение фундаментальных закономерностей геохимического преобразования смол и асфальтенов в ходе геологической эволюции нафтидов», РФФИ № 19-15-50119 «Современные представления о геохимии органического вещества и нафтидов из мезозойских отложений арктических районов Западной Сибири», РФФ № 22-17-00054 «Анабаро-Ленский палеобассейн в юре и мелу, его связи с другими бореальными бассейнами: стратиграфия, палеообстановки и палеогеография», ФНИ № FWZZ-2022-0011 «Органическая геохимия нефтепроизводящих пород и нафтидов, геохимические предпосылки нефтегазонасности протерозойских и фанерозойских осадочных бассейнов Сибири и Республики Саха (Якутия), включая Арктическую зону», ФНИ № FWZZ-2026-0043 «Геолого-геохимические модели разноранговых объектов осадочных бассейнов протерозоя и фанерозоя Сибири, включая арктические регионы, как основа для создания приоритетной ресурсной базы и эффективной переработки углеводородного сырья».

Объем и структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав и заключения. Объем диссертации составляет

255 страниц машинописного текста, включая 63 рисунка и 18 таблиц. Список использованной литературы содержит 276 наименований, из них 74 – зарубежных.

Благодарности. Соискатель выражает глубокую признательность своему научному руководителю и наставнику, к.г.-м.н. Е. А. Фурсенко, за неоценимый вклад в подготовку данной работы. Особую благодарность автор выражает сотрудникам лаборатории геохимии нефти и газа Н. П. Вертаковой, Н. В. Григорьевой, Е. Г. Гудяевой, К. В. Долженко, Е. А. Зубовой, Е. Н. Ивановой, М. И. Качан, Н. М. Леминой, Н. В. Моисеевой, А. И. Чукановой, Н. П. Шевченко за их труд и качественно выполненные аналитические исследования, а также Б. Л. Никитенко, А. Н. Фомину, А. П. Родченко и Н. С. Ким за предоставленные образцы кернового материала и данные, необходимые для проведенного исследования. Автор отдельно признателен Л. С. Борисовой, Л. М. Бурштейну, С. В. Ершову, В. А. Казаненкову, В. А. Каширцеву, А. Э. Конторовичу, Е. А. Костыревой, Д. С. Мельнику, Т. М. Парфеновой, И. С. Сотнич, И. Д. Тимошиной и Г. Г. Шемину за помощь и поддержку на разных этапах исследования.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава 1. Современные представления о геологическом строении района исследования

В главе, опираясь на опубликованные исследования разных авторов, рассматривается история геологического развития, тектоническое и литолого-стратиграфическое строение осадочного чехла, обсуждаются общие вопросы нефтегазоносности территории исследования, а также приводится комплексный обзор опубликованных сведений по геохимии ОВ нефтегазоматеринских толщ – источников УВ-флюидов полуострова Ямал.

Глава 2. Исходный материал и методические основы исследования

В главе дается характеристика коллекции нефтей, конденсатов и кернового материала скважин, описание использованных физико-химических методик и подходов к интерпретации результатов. Аналитические исследования проводилось по схеме, принятой в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН.

Глава 3. Современные представления о геохимии нефтей и конденсатов полуострова Ямал

Глава представляет собой обзор результатов геохимического изучения нефтей и конденсатов, опубликованных с открытия в 1960-х гг. первых на территории исследования месторождений по настоящее время.

Значительный вклад в формирование современных представлений о свойствах и составе жидких нафтидов Ямальской НГО внесли В. Е. Андрусевич, Л. С. Борисова, Т. П. Волкова, М. В. Гируц, И. В. Гончаров, Ф. Г. Гурари, Н. С. Ким, А. Э. Конторович, Н. Н. Немченко, С. Г. Неручев, А. С. Ровенская, В. А. Скоробогатов, Е. В. Соболева, О. Ф. Стасова, Л. В. Строганов, Е. А. Фурсенко, А. В. Чахмахчев, В. А. Чахмахчев и другие.

Глава 4. Геохимическая характеристика нефтей, конденсатов и органического вещества

Глава посвящена обсуждению результатов проведенных аналитических исследований. В связи с неравномерным стратиграфическим распределением фактического материала постратиграфически описываются геохимические особенности нафтидов из залежей нижнего мела и ОВ из нижнемеловой и верхнеюрской части разреза. Проба нефти из УВ-скопления в надояхской свите (J_1) Бованенковского месторождения рассматривается в совокупности с нафтидами, отобранными из среднеюрских залежей. Органическая геохимия пород малышевской, леонтьевской и вымской свит (J_2) приводится совместно.

В разделе 4.1 обсуждаются физико-химические характеристики нефтей и конденсатов коллекции. Показано, что 80 % исследованных нафтидов относится к УВ-флюидам легкого и особо легкого типа с малой и незначительной вязкостью, низким содержанием серы и смолисто-асфальтеновых компонентов, а более 50 % – более чем на половину состоят из легких дистиллятных фракций. Высокое содержание в нефтях и особенно в конденсатах района исследования бензиновых фракций ($T_{н.к.} - 200^\circ\text{C}$) подчеркивает необходимость их геохимической типизации не только по составу высокомолекулярных соединений, в частности УВ-биомаркеров, но и по распределению легкокипящих компонентов.

Раздел 4.2 посвящен типизации нефтей и конденсатов коллекции на основе распределения индивидуальных УВ $C_5 - C_8$. Выявлены наиболее информативные критерии для диагностики процессов бактериальной деструкции УВ-скоплений в районе исследования – н-алканы/изоалканы и н-алканы/цикланы. Выделены измененные (тип Б) и неизмененные (тип А) нафтиды (Таблица 1, см. вкл.). Биodeградиrowанные нефти и конденсаты идентифицированы по всей территории исследования в залежах яронгской и таноппинской свит. На Новопортовском

месторождении воздействие биodeградации на состав легкокипящих УВ определяется также в одной из залежей юрского интервала разреза (Ю₂, 1894–1901 м, 62 °С), что объясняется спецификой его геологического строения. Получены данные, свидетельствующие о наличии дополнительного притока УВ, преимущественно низко- и среднемолекулярных, в залежи, содержащие биodeградируемые нафтиды. По результатам комплексного анализа генетических показателей (алканы/цикланы, $\Sigma ЦП/\Sigma ЦГ$, $n-C_7/мЦГ$) и диаграмм распределения УВ состава C_7 (Рисунок 1, см. вкл.) выделены группы проб в соответствии с преобладающим вкладом в состав их легкокипящих фракций продуктов генерации ОВ определенного генетического типа (см. таблица 1, вкл.) – аквагенного (In), смешанного (In) и террагенного (ШIn). Типизация проб, отнесенных к типу Б проводилась на основе относительно устойчивых к процессам биоокисления параметров ($\Sigma ЦП/\Sigma ЦГ$, этилбензол/ Σ ксиолов) (Гончаров, 1985; 1987; Изосимова и др., 1989; Фурсенко, Борисова, 2006; Фурсенко, 2014). Исходя из полученных данных, большая часть изученных легкокипящих фракций (Рисунок 2, см. вкл.) генерирована ОВ преимущественно террагенного генотипа (ШIn). Они идентифицированы в залежах всего интервала нефтегазоносности: от нижнесреднеюрских до альб-сеноманских. Низкомолекулярные УВ, образованные аквагенным ОВ (In), напротив, имеют тенденцию к локализации в залежах таноппинской свиты. Можно отметить, что УВ-флюиды, отобранные из меловых толщ, генетически связаны с разнотипным ОВ, в то время как в нижнесреднеюрской части разреза концентрируются в основном низкомолекулярные производные ОВ неморского генезиса. Катагенетические параметры по распределению УВ C_5 – C_8 (гексановое (11,77–29,76) и изогексановое (0,29–2,03) соотношения К. Томсона; показатель по групповому составу Э. Янга (0,26–0,54); гексановый индекс В. К. Шиманского (0,13–0,73)) указывают на генерацию изученных нефтей и конденсатов в условиях главной зоны нефтеобразования (ГЗН) и отсутствие в коллекции нафтидов, подвергшихся значительному термическому воздействию в залежах (Шиманский, 1984; Young et al., 1977; Thompson, 1983, 1987).

Разделы 4.3–4.5 посвящены типизации высокотемпературных фракций ($T_{н.к.} > 200$ °С) нефтей и конденсатов по данным о распределении n -алканов и ациклических изопренанов, стеранов и терпанов, ароматических и тиофеновых соединений, соответственно. На основе результатов ГЖХ (параметры n -алканы/ациклические изопренаны и $K_{изо}$, «нафтовый горб») определена биodeградация в том числе высокомолекулярных УВ в составе большей части нафтидов, отнесенных ранее к типу Б (включая нефти из пласта Ю₂ Новопортовского

месторождения), и диагностирована биологическая окисленность ряда проб, неохарактеризованных данными о составе УВ C_5 – C_8 (Рисунок 3, 4 см. вкл.). С учетом отсутствия признаков деградации терпанов и стеранов, степень бактериальной переработки по шкале (Peters et al., 2005) оценена от 1 до 3–4 стадий (Рисунок 3, 4, см. вкл.). Все изученные нафтиды яронгской свиты характеризуются высокой (3–4-й) стадией микробиального окисления, а более половины исследованных проб из залежей таноппинской свиты – начальной (1-й) и, преимущественно, средней (2-й). Таким образом, было показано, что **в неглубоких залежах (< 2220 м, $T_{пл} < 70\text{ }^{\circ}\text{C}$) района исследования нефти и конденсаты в значительной степени изменены биodeградацией.**

Генетическая типизация проводилась, в основном, опираясь на молекулярно-массовые соотношения насыщенных и моноароматических холестанов (стераны C_{29}/C_{27} , $MAC\ C_{29}/MAC\ C_{27}$, Рисунок 5, см. вкл.). Установлено, что в связи с развитием в районе исследования фазово-ретроградных процессов, информативность генетических показателей, основанных на распределении *n*-алканов ($n\text{-}C_{27}/n\text{-}C_{17}$, TAR) и трицикланов (I_{TC} по (Конторович и др., 1999)) разного молекулярного веса, ограничена. Значения параметров $n\text{-}C_{27}/n\text{-}C_{17}$ и TAR использовались для подтверждения террагенного происхождения исходного ОБ, а I_{TC} – аквагенного. Вспомогательным критерием выступало отношение содержания триароматических стероидов к моноароматическим ($\Sigma TAC/\Sigma MAC$). В коллекции выделены нафтиды, высокотемпературные фракции которых генерированы НГМТ, обогащенными преимущественно аквагенным (Iв) и террагенным (IIIв) ОБ, а также смешанного генезиса (IIв) (Таблица 2, см. вкл.). Для нефтей и конденсатов, высоко- и низкокипящие фракции которых соотносятся с однотипным материнским ОБ, проведенная типизация в общем подтверждается данными ИСУ (Рисунок 6, см. вкл.). Исключение составляют конденсаты Южно-Тамбейского месторождения пласта ХМ₂ с более тяжелым ИСУ (–27,5 ‰, –27,0 ‰), что, возможно, обусловлено высокой степенью их биodeградации. Для реконструкции условий накопления нефтематеринского ОБ использованы значения соотношений адиантан/гопан C_{30} (0,22–0,89, ср. знач. 0,45), стераны $\beta\alpha/(\beta\beta + \alpha\alpha)$ (0,36–1,79, ср. знач. 1,02), хорошо коррелирующие между собой параметры пристан/фитан и $\Sigma ДБТ + МДБТ/\Sigma Ф + МФ$, и в меньшей степени распределение гомогопанов $\Gamma\Gamma\ C_{35}/\Gamma\Gamma\ C_{34}$ (0,00–0,79, ср. знач. 0,50). Согласно значениям этих показателей, все НГМТ, генерировавшие изученные нафтиды, имеют терригенный состав и накапливались в бассейне с нормальной соленостью вод, но формирование этих отложений происходило в разных окислительно-

восстановительных условиях. В общем случае, за исключением единичных проб, для исходного ОВ нефтей и конденсатов группы Iв определен слабо/умеренно восстановительный режим седиментации и диагенеза (пристан/фитан 1,13–2,58, ср. знач. 1,84), а для материнского ОВ нафтидов группы IIIв, напротив, – бóльшая активность свободного кислорода в придонном слое вод и субокислительные обстановки (пристан/фитан 1,14–4,64, ср. знач. 2,74). Нафтиды второй совокупности локализованы преимущественно в залежах ахской и яронгской свит, а нефти и конденсаты первой – в пластах групп ТП и Ю. Зрелость исходного ОВ нефтей и конденсатов района исследования оценивалась по распределению высокомолекулярных насыщенных и ароматических соединений (Рисунок 7, см. вкл.). В среднем по комплексу рассмотренных термокаталитических показателей можно заключить, что *образование изученных УВ-флюидов как из юрских, так и меловых толщ происходило за счет зрелого ОВ в условиях ГЗН*. Таким образом, со зрелым аквагенным ОВ генетически связано большинство высокотемпературных УВ-фракций нафтидов из залежей ахской свиты (Рисунок 8, см. вкл.). При этом производные планктоногенного ОВ концентрируются в этом интервале разреза преимущественно в залежах на юге района исследования. На севере полуострова Ямал в залежах ахской свиты, напротив, диагностируются отдельные нафтиды, формирование состава высокотемпературных УВ-фракций которых происходило при участии террагенного ОВ. Происхождение за счет ОВ, связанного в основном с морскими биопродуцентами, определено также для большинства нефтей (Новопортовское, Нейтинское, Сядорское) из юрского интервала разреза и нефти Нейтинского месторождения из пласта ТП₁. Преимущественно террагенным ОВ генерированы нафтиды из таноупинских залежей, а также конденсаты из среднеюрских (см. таблица 2, рисунок 8, вкл.). Пробы из залежей яронгской свиты образованы как террагенным (Южно-Тамбейское), так и аквагенным ОВ (Новопортовское) (см. таблица 2, рисунок 8, вкл.).

Раздел 4.6 отводится под геохимическую характеристику исследованного кернового материала. Показано, что почти все изученные породы как юрского, так и мелового возраста содержат ОВ преимущественно террагенного генотипа ($\delta^{13}\text{C}_{\text{орг}} - 25,3 \dots - 22,8 \text{ ‰}$; Рисунок 9, 11, Таблица 3, 4, см. вкл), фоссилизация которого происходила в обстановках от слабо восстановительных до субокислительных ($\text{OI} \ 11\text{--}253 \text{ мг CO}_2/\text{г C}_{\text{орг}}$; $\Sigma\text{ДБТ} + \text{МДБТ}/\Sigma\text{Ф} + \text{МФ} \ 0,01\text{--}0,22$). Содержание органического углерода ($\text{C}_{\text{орг}}$) в породах в основном близко к кларковому (ср. знач. $\text{C}_{\text{орг}} \ 1,19 \%$; см. таблица 3, вкл.), а генерационный потенциал пород – невысокий (Рисунок 10, см. вкл.). При более жестких

термических условиях ($T_{\max}$ 445–448 °С, $R^{\circ}_{\text{вт}}$ 0,75–1,25 %) террагенное ОВ способно производить нефтяные УВ (Грецкая, Дахнова, 2010). Исходя из этого, отдельные интервалы среднеюрских толщ, обогащенные ($S_{\text{орг}}$ до 4,31 %) высокопреобразованным (до МК_3^1) террагенным ОВ, выделяющиеся относительно повышенными значениями пиролитических параметров (см. рисунок 9, 10, вкл.), могли служить источником газообразных и, в том числе, жидких УВ-флюидов района исследования и частично реализовали свой генерационный потенциал. Породы ахской и таноппинской свит, характеризующиеся низким генерационным потенциалом (см. рисунок 10, вкл.) и в основном невысоким содержанием слабо преобразованного углистого ОВ, вероятнее всего, не производили существенные объемы жидких УВ. Преимущественно аквагенный состав (см. рисунок 11, таблица 4, вкл.) зрелого ($\sim \text{МК}_2$) ОВ, а также более восстановительные условия его седиментации (OI 6–14 $\text{мг CO}_2/\text{г } S_{\text{орг}}$; $\Sigma\text{ДБТ} + \text{МДБТ}/\Sigma\text{Ф} + \text{МФ}$ 0,03–0,19) идентифицируются для баженовской свиты на юге полуострова Ямал (скв. Восходная-3021), хотя и в нем обнаруживаются маркеры высшей наземной растительности (ретен, перилен). Эти верхнеюрские породы в наибольшей степени обогащены ОВ ($S_{\text{орг}}$ 2,31–4,07 %; см. таблица 3, вкл.), а также характеризуются повышенным на фоне остальных изученных толщ генерационным потенциалом (см. рисунок 10, вкл.). Следовательно, есть основания предполагать, что породы баженовского горизонта, в том числе изученные в рамках данного исследования, являются основным источником жидких УВ Ямальской НГО. Большой вклад морских биопродуцентов в состав ОВ определяется также для ахской свиты на юге полуострова Ямал (см. рисунок 11, вкл.) и для прослая в берриасской части ахской свиты (K_{1b} , 3015 м) в разрезе скв. Арктическая-16 (см. рисунок 11, вкл.). Однако эти породы не могут рассматриваться в качестве значимого источника нефтяных УВ в связи со слабой распространенностью интервалов, обогащенных аквагенным ОВ, малой мощностью прослоев с относительно повышенным $S_{\text{орг}}$ и генерационным потенциалом (см. рисунок 9–11, таблица 3, 4). Таким образом, полученные в результате проведенных исследований данные согласуются и дополняют опубликованную и систематизированную в Главе 1 информацию по геохимии ОВ юрских и меловых осадочных толщ района исследования (Рисунок 12, см. вкл.).

Глава 5. Результаты геохимической типизации нефтей и конденсатов Ямальской нефтегазоносной области и их потенциальные источники

В главе подводятся итоги геохимической типизации высоко- и низкотемпературных фракций нефтей и конденсатов коллекции (Рисунок 13, см. вкл.), их обобщение и сопоставление с данными по геохимии ОВ пород.

Комплексирование полученных результатов (Рисунок 14, 15, см. вкл.) выполнено из расчета, что распределение УВ C_5-C_8 отражает генетический тип материнского ОВ всей бензиновой фракции нефтей и конденсатов коллекции ($T_{н.к.} - 200^\circ C$), а распределение стеранов, терпанов и высокомолекулярных аренов – высококипящей ($T_{н.к.} > 200^\circ C$). С учетом данных о фракционном составе каждой отдельно взятой пробы подсчитано количество УВ, генерированных ОВ террагенного и аквагенного генотипа. Для нафтидов, классифицированных в группы Пн и Пв, т. е. смешанного происхождения, сделано допущение, что соответствующие фракции являются смесью (50:50) из компонентов, генерированных ОВ аквагенного и террагенного генотипа. Таким образом проведен учет содержания производных разнотипного ОВ в изученных УВ-скоплениях. Исходя из представления, что полученные в рамках данного исследования геохимические данные в достаточно полной мере характеризуют нефти и конденсаты, сконцентрированные в юрско-меловых осадочных толщах Ямальской НГО, был сформулирован следующий вывод. *Углеводороды из залежей в юрских толщах генетически связаны преимущественно с террагенным ОВ, из залежей ахской свиты – с аквагенным, а нафтиды таноупчинской и яронгской свит имеют смешанное происхождение.*

На основании аналитического обобщения полученных и опубликованных данных по геохимии ОВ юрско-меловых осадочных толщ района исследования (см. рисунок 12, вкл.) сделано заключение, что для фракций нафтидов, источником которых определено аквагенное ОВ (Ин и Ив + 50 % от Пн и Пв), материнскими являются породы баженновской свиты, а фракции, генетически связанные с террагенным ОВ (Шн и Шв + 50 % от Пн и Пв), генерированы среднеюрскими толщами.

Легкокипящие производные среднеюрского ОВ диагностированы главным образом в нафтидах из залежей таноупчинской свиты (~ 40 % от объема всех изученных легкокипящих фракций), в то время как в УВ-скоплениях остальных осадочных толщ они представлены в меньшей степени ($J_{1-2} \sim 26\%$; $K_{1b-h} \sim 14\%$; $K_{1al} \sim 5\%$). Доля высококипящих компонентов, связанных с ОВ средней юры, незначительна и возрастает сверху вниз по разрезу ($K_{1al} \sim 3\%$; $K_{1b-a} \sim 7\%$; $K_{1b-h} \sim 10\%$; $J_{1-2} \sim 14\%$ от объема высококипящих фракций). Низкомолекулярные продукты

генерации ОВ баженовской свиты идентифицированы преимущественно в УВ-флюидах танопчинской свиты ($K_{1a} \sim 12\%$); а в изученных нефтидах, отобранных из остальных юрских и меловых залежей, их содержание незначительно ($K_{1al} \sim 2,5\%$; $K_{1b-h} \sim 0,5\%$; $J_{1-2} \sim 8\%$). Высокомолекулярные производные ОВ баженовской свиты сконцентрированы главным образом в УВ-флюидах из ахской свиты ($K_{1b-h} \sim 52\%$), а в составе проб из вышележащих меловых толщ ($K_{1al} \sim 3\%$; $K_{1b-a} \sim 3\%$) и нижнего этажа нефтегазоносности ($J_{1-2} \sim 7\%$) имеют второстепенное значение. Итого, около 85 % легкокипящих и 35 % высокомолекулярных УВ связано преимущественно с террагенным ОВ среднеюрских толщ, а с аквагенным ОВ баженовской свиты, наоборот, – около 15 % легких и 65 % тяжелых фракций изученных нефтидов (см. рисунок 13, вкл.). При этом примерно 80 % всех идентифицированных легкокипящих производных ОВ баженовского горизонта сосредоточено в залежах танопчинской свиты, а в залежах ахской свиты – ~ 80 % всех высокомолекулярных. В общем, около 65 % от объема всех изученных легких и тяжелых УВ, генетически связанных с аквагенным ОВ баженовской свиты, сконцентрировано в залежах ахской свиты, что составляет около 63 % от всего объема исследованных УВ этого интервала разреза (см. рисунок 13, вкл.). Продукты генерации среднеюрского ОВ примерно поровну распределены между залежами танопчинской свиты (~ 40 % от всех УВ, связанных с террагенным ОВ) и среднеюрских толщ (~ 35 %), что составляет ~ 76 % и ~ 86 % от суммарного объема исследованных проб этих интервалов, соответственно (см. рисунок 13, вкл.). Нельзя исключать, что часть УВ генерирована ОВ меловых пород и аквагенными разностями юрских толщ, вклад которых не представляется возможным оценить на данном этапе исследования.

Таким образом, породы баженовского горизонта, содержащие зрелое ОВ аквагенного генотипа, играли основную роль **в формировании жидких высокомолекулярных УВ Ямальской НГО и внесли значительный вклад в общую массу изученных УВ, аккумулированных в залежах ахской свиты.** С террагенным ОВ среднеюрских толщ района исследования генетически связана основная доля **низкомолекулярных УВ в составе изученных нефтидов, как и большая часть всех УВ, аккумулированных в залежах этого стратиграфического интервала и танопчинской свиты.** Общий вклад аквагенного ОВ баженовской свиты в генерацию изученных нефтидов Ямальской НГО на качественном уровне можно оценить на уровне 30 %, а террагенного ОВ среднеюрских толщ – немногим более половины.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнено комплексное геохимическое изучение нефтей и конденсатов, аккумулированных в юрско-меловых залежах Западно-Сибирской Арктики – одном из приоритетных регионов для проведения региональных геолого-геофизических исследований на УВ-сырье, направленных на обеспечение геополитических интересов РФ и устойчивого долгосрочного развития национальной экономики, согласно «Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2050 г.».

По результатам изучения физико-химических свойств нефтей и конденсатов отмечена основная отличительная черта Ямальской НГО в сравнении с центральными и южными районами Западно-Сибирской НГП – преимущественно легкий состав жидких нафтидов. Показано, что более 80 % всех проб исследованной коллекции относится к УВ-флюидам легкого и особо легкого типа с малой и незначительной вязкостью, низким содержанием серы и смолисто-асфальтеновых компонентов, а более 50 % – более чем на половину состоят из легких дистиллятных фракций ($T_{н.к.} - 200\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Детальный анализ компонентного состава позволил выявить наиболее информативные критерии для диагностики фациально-генетического типа материнского ОВ нефтей и конденсатов Ямальской НГО по составу высокотемпературных (стераны C_{29}/C_{27} , $MAC\ C_{29}/MAC\ C_{27}$, пристан/фитан, $\Sigma ДБТ + МДБТ/\Sigma Ф + МФ$) и легкокипящих ($\Sigma ЦП/\Sigma ЦГ$ и в меньшей степени алканы C_5-C_8 /цикланы C_5-C_8 , $n-C_7/мЦГ$, толуол + $мЦГ$: $\Sigma димЦП$: $2-мC_6 + 3-мC_6$, $\Sigma димЦП$: $n-C_7$: $мЦГ$) фракций. Проведенная типизация подтверждена данными ИСУ. Синтез геохимической информации по распределению низко- и высокомолекулярных соединений, а также полученных и опубликованных данных по геохимии ОВ района исследования позволил на новом аналитическом уровне оценить вклад отдельных НГМТ в состав изученных нафтидов, а также выявить закономерности размещения генерированных ими УВ. Установлено, что легкокипящие УВ генерированы преимущественно террагенным ОВ среднеюрских толщ, в то время как источником большей части высокомолекулярных соединений является аквагенное ОВ баженовской свиты. Низкомолекулярные УВ, образованные аквагенным ОВ, сконцентрированы в основном в пластах группы ТП и отдельных УВ-скоплениях яронгской и малышевской свит. Высокомолекулярные компоненты, генерированные преимущественно террагенным ОВ, идентифицируются главным образом в составе конденсатных проб

из таноупчинских и среднеюрских залежей. В общем балансе изученных нефтяных соединений вклад среднеюрского ОВ оценен на уровне 50 %, а баженовского – около 30 %.

По комплексу катагенетических показателей показано (стераны $C_{29} \beta\beta/(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$, стераны $C_{29} \beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$, Ts/Tm , R_cMPI-1 , R_cTACI , индексы I_Y , I_T , I_{Th} , T_{III}), что после генерации, в среднем, в условиях ГЗН, изученные нафтиды не подвергались существенному термическому воздействию в залежах. Полученные данные не подтверждают представления об участии слабозрелого мелового ОВ в генерации нефтей и конденсатов апт-альб-сеноманского комплекса Ямальской НГО.

Наиболее информативными параметрами для диагностики процессов бактериальной деструкции нефтей и конденсатов в залежах Ямальской НГО являются соотношения н-алканы C_{11+} /ациклические изопренаны C_{18+} , н-алканы C_5-C_8 /изоалканы C_5-C_8 , н-алканы C_5-C_8 /цикланы C_5-C_8 и $K_{изо}$. На основе перечисленных критериев выявлены нафтиды начальной, средней и высокой стадий биodeградации. Признаки более высоких стадий бактериальной переработки не обнаружены. Биологически окисленные УВ-флюиды локализуются преимущественно в залежах таноупчинской и яронгской свит ($T_{пл} < 70^\circ C$, < 2220 м). При этом процессы биodeградации протекают на месторождениях по всей территории исследования. Нефти и конденсаты, сконцентрированные в нижележащих толщах, как правило, процессам бактериальной деструкции не подвергались. Только на Новопортовском месторождении биodeградируемые нафтиды наблюдаются по всему изученному интервалу нефтегазоносности. По наличию в составе ряда нафтидов средней и высокой стадий биodeградации низкомолекулярных УВ, в том числе н-алканов, диагностировано присутствие дополнительного притока УВ в соответствующие залежи.

Таким образом, проведенные исследования позволили в значительной степени уточнить генетические связи между нефтями и конденсатами Ямальской НГО и их источниками. Установлено, что дочерние нефтяные соединения баженовской свиты концентрируются главным образом в высокомолекулярных фракциях изученных нафтидов, а в стратиграфическом отношении – в залежах ахской свиты, при этом среднеюрские толщи производили преимущественно низкомолекулярные УВ и являются материнскими для основной массы нефтяных УВ в пластах группы Ю. Оценены масштабы распространения и глубина воздействия процессов бактериальной деструкции нефтей и конденсатов Ямальской НГО.

Перспективы дальнейшего развития темы лежат в детальном изучении путей миграции углеводородных систем Ямальской нефтегазоносной области, геохимии фазово-ретроградных процессов, сопровождающих формирование газоконденсатных залежей, а также углубленном исследовании влияния процессов биodeградации на состав нефтей и конденсатов, локализации ассоциированных с ними зон разрушения углеводородных скоплений. Несомненно, слабоизученными остаются глубокозалегающие горизонты региона – коры выветривания и зоны разуплотнения фундамента, отложения осадочного триаса, базальные горизонты нижней и средней юры. Фактические материалы поисково-разведочного бурения на эти объекты позволят оценить перспективы их нефтегазоносности, нефтегазогенерационный потенциал материнских осадочных отложений, облекающих выступы фундамента, а также верифицировать и увеличить достоверность проводимых геохимических обобщений для вышезалегающих юрско-меловых толщ.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи в журналах, входящих в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций

1. **Бурухина, А. И.** Геохимия органического вещества из юрских и меловых пород на юге полуострова Ямал (Восходная скв. 3021) / А. И. Бурухина, Е. А. Фурсенко // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2025. – № 1 – С. 13–25.
2. **Бурухина, А. И.** Геохимия органического вещества среднеюрских и нижнемеловых пород Штормовой скв. 125 (п-ов Гыдан) / А. И. Бурухина, Е. А. Фурсенко // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2024. – № 1 – С. 57–65.
3. **Бурухина, А. И.** Геохимия нефтей и конденсатов Бованенковского и Восточно-Бованенковского месторождений / А. И. Бурухина // Химия в интересах устойчивого развития. – 2023. – № 1. – С. 98–109.
4. Фурсенко, Е. А. Современные представления о геохимии органического вещества и нафтидов мезозойских отложений арктических районов Западной Сибири / Е. А. Фурсенко, **А. И. Бурухина**, Н. С. Ким, А. П. Родченко // Геохимия. – 2021. – № 12. – С. 1077–1105.
5. Фурсенко, Е. А. Геохимия нефтей и конденсатов месторождений Тамбейской группы (полуостров Ямал, Западная Сибирь) / Е. А. Фурсенко, **А. И. Бурухина** // Химия в интересах устойчивого развития. – 2021. – № 4. – С. 507–522.

Публикации в материалах научных конференций

1. **Бурухина, А. И.** Геохимическая характеристика юрско-меловых осадочных толщ из скважины Арктическая-16 / А. И. Бурухина, Е. А. Фурсенко // «Трофимуковские чтения – 2025»: Сб. материалов всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых (7–10 октября 2025 г., г. Новосибирск). – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2026. – С. 11–14.
2. **Бурухина, А. И.** Геохимические особенности углеводородных флюидов мезозойских залежей на юге Нурминского мегавала / А. И. Бурухина, Е. А. Фурсенко // «Трофимуковские чтения – 2025»: Сб. материалов всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых (7–10 октября 2025 г., г. Новосибирск). – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2026. – С. 15–18.
3. **Бурухина, А. И.** Геохимия органического вещества юрско-меловых пород на севере Западной Сибири / А. И. Бурухина, Е. А. Фурсенко // «Фундаментальные, глобальные и региональные проблемы геологии нефти и газа»: Сб. материалов всероссийской научной конференции (29 января – 1 февраля 2024 г., г. Новосибирск). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2024. – С. 27–29.
4. **Бурухина, А. И.** Геохимия органического вещества юрско-меловых пород на юге полуострова Ямал (на примере скважины Восходная-3021) / А. И. Бурухина, Е. А. Фурсенко // «Химия нефти и газа»: Сб. материалов XIII международной конференции (23–27 сентября 2024 г., г. Томск). – ИОА СО РАН, 2024. – С. 61–62.
5. **Бурухина, А. И.** Геохимия органического вещества среднеюрских и нижнемеловых пород из скважины Штормовая-125 (полуостров Гыдан) / А. И. Бурухина, Е. А. Фурсенко // «Геохимия и петрография угля, горючих сланцев и битуминозных пород»: Сб. материалов российской научной конференции (2–5 октября 2023 г., г. Сыктывкар). – Изд-во ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, 2023. – С. 17–19.
6. **Бурухина, А. И.** Геохимия нефтей и конденсатов Новопортовского месторождения (полуостров Ямал, Западная Сибирь) / А. И. Бурухина, Е. А. Фурсенко // «Химия нефти и газа»: Сб. материалов XII международной конференции (26–30 сентября 2022 г., г. Томск). – ИОА СО РАН, 2022. – С. 73–74.
7. **Фурсенко, Е. А.** Геохимия низкомолекулярных углеводородов C₅–C₈ нефтей и конденсатов баженовской свиты Западной Сибири / Е. А. Фурсенко, **А. И. Бурухина** // «Химия нефти и газа»: Сб. материалов XII международной конференции (26–30 сентября 2022 г., г. Томск). – ИОА СО РАН, 2022. – С. 77–78.

8. **Burukhina, A.** Light hydrocarbons and their message on geochemistry of oils and condensates from the Bovanenkovskoye field (West Siberia) / A. Burukhina, E. Fursenko // «IMOG-2021»: Proceedings of the 30th International Meeting on Organic Geochemistry (12–17 September 2021, Montpellier, France). – European Association of Organic Geochemists, 2021. – С. 1–2.
9. **Бурухина, А. И.** Распределение углеводородов C_4 – C_9 в нефтях и конденсатах Бованенковского месторождения (полуостров Ямал, Западная Сибирь) / А. И. Бурухина, Е. А. Фурсенко // «Трофимуковские чтения – 2021»: Сб. материалов всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых (11–16 октября 2021 г., г. Новосибирск). – ИПЦ НГУ, 2021. – С. 99–101.
10. **Бурухина, А. И.** Геохимия нефтей Бованенковского и Восточно-Бованенковского месторождений / А. И. Бурухина, Е. А. Фурсенко // «Химия нефти и газа»: Сб. материалов XI международной конференции (28 сентября – 2 октября 2020 г., г. Томск). – Изд-во ИОА СО РАН, 2020. – С. 26–26.
11. **Бурухина, А. И.** Геохимия нефтей и конденсатов Нейтинского месторождений / А. И. Бурухина // «МНСК-2020»: Сб. материалов 58-й Международной научной студенческой конференции. Геология (10–13 апреля 2020 г., г. Новосибирск). – ИПЦ НГУ, 2020. – С. 84–85.
12. Фурсенко, Е. А. Адамантоидные углеводороды в конденсатах Южно-Тамбейского месторождения (полуостров Ямал, Западная Сибирь) / Е. А. Фурсенко, **А. И. Бурухина**, В. А. Каширцев // «Геохимия нефти и газа, нефтематеринских пород, угля и горючих сланцев»: Сб. материалов всероссийской научной конференции (14–16 октября 2019 г., г. Сыктывкар). – Изд-во ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, 2019. – С. 121–122.
13. Фурсенко, Е. А. Геохимия конденсатов Южно-Тамбейского месторождения и их возможные источники (полуостров Ямал, Западная Сибирь) / Е. А. Фурсенко, **А. И. Бурухина**, Н. С. Ким // «Геохимия нефти и газа, нефтематеринских пород, угля и горючих сланцев»: Сб. материалов всероссийской научной конференции (14–16 октября 2019 г., г. Сыктывкар). – Изд-во ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, 2019. – С. 119–120.
14. **Бурухина, А. И.** Геохимия ароматических углеводородов Южно-Тамбейского и Западно-Тамбейского месторождений / А. И. Бурухина // «Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири»: Сб. материалов 2-й всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов (12–13 марта 2019 г., г. Новосибирск). – 2019. – С. 13–15.
15. **Бурухина, А. И.** Геохимия нефтей и конденсатов Бованенковского, Восточно-Бованенковского, Сядорского и Нейтинского месторождений / А. И. Бурухина // «МНСК-2019»: Сб. материалов 57-й Международной

научной студенческой конференции. Геология (14–19 апреля 2019 г., г. Новосибирск). – ИПЦ НГУ, 2019. – С. 85–85.

16. **Бурухина, А. И.** Геохимия ароматических углеводородов нефтей и конденсатов севера полуострова Ямал / А. И. Бурухина, Е. А. Фурсенко // «Трофимуковские чтения – 2019»: Сб. материалов всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых. (7–12 октября 2019 г., г. Новосибирск). – Изд-во ИНГГ СО РАН, 2019. – С. 103–105.

17. **Бурухина, А. И.** Геохимия нефтей и конденсатов Тамбейской группы месторождений (полуостров Ямал) / А. И. Бурухина // «Науки о Земле. Современное состояние»: Сб. материалов пятой всероссийской молодежной научно-практической школы-конференции (30 июля – 05 августа 2018 г., геологический полигон «Шира», Рес. Хакасия). – ИПЦ НГУ, 2018. – С. 75–76.

Технический редактор Т.С. Курганова

Подписано в печать 16.06.2026

Формат 60x84/16. Бумага офсет №1. Гарнитура Таймс

Печ.л. 1,0. Тираж 140. Зак. № 252

ИНГГ СО РАН, ОИТ, 630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3

Таблица 1 – Типизация изученных нефтей и конденсатов по составу легкокипящих фракций

Генетическая группа (источник)	Геохимический тип	Значения показателей						Область на диаграмме		Пробы
		н-алканы/ изоалканы	н-алканы/ цикланы	алканы/ цикланы	н-С ₇ / мЦГ	этилбензол/ Σксилолов	ΣЦП/ ΣЦГ	толуол + мЦГ: ΣдимЦП: 2-мС ₆ + 3-мС ₆	ΣдимЦП: н-С ₇ : мЦГ	
In (аквагенный)	Б	0,01–0,16/ 0,10 (5)	0,00–0,04/ 0,03 (5)	0,18–0,66/ 0,33 (5)	0,03–0,21/ 0,11 (5)	0,08–0,16/ 0,11 (3)	0,80–5,25/ 2,26 (5)	акв.	акв./смеш.	ХМ: Ю-Тамбейское (1); ТП: Бованенковское (3), Малыгинское (1)
	А	1,08–1,39/ 1,22 (3)	0,45–0,79/ 0,67 (3)	0,83–1,51/ 1,23 (3)	0,55–0,72/ 0,64 (3)	0,12–0,14/ 0,13 (3)	0,70–0,96/ 0,80 (3)	акв.	акв./смеш.	ТП: Ю-Тамбейское (1), Нейтинское (1); Ю: Нейтинское (1)
In (сменный)	Б	0,07–0,49/ 0,25 (3)	0,05–0,21/ 0,12 (3)	0,62–0,75/ 0,69 (3)	0,01–0,48/ 0,22 (3)	0,08–0,45/ 0,22 (3)	0,47–0,59/ 0,55 (3)	акв./терр.	терр./акв.	ХМ: Ю-Тамбейское (1); ТП: Малыгинское (1), Ю-Крузенштернское (1)
	А	1,01–2,57/ 1,56 (4)	0,67–1,81/ 1,01 (4)	1,27–2,52/ 1,65 (4)	0,62–0,76/ 0,71 (4)	0,09–0,15/ 0,12 (4)	0,34–0,46/ 0,41 (4)	смеш./акв.	акв.	ТП: Малыгинское (1), Ю-Крузенштернское (1); БЯ/НП: Сядорское (1), Ростовцевское (1)
In (террагенный)	Б	0,03–1,05/ 0,23 (13)	0,01–0,21/ 0,07 (13)	0,14–0,74/ 0,38 (13)	0,00–0,27/ 0,06 (13)	0,00–0,14/ 0,05 (10)	0,26–0,53/ 0,39 (13)	терр./смеш.	терр.	ХМ: Бованенковское (2); ТП: 3-Тамбейское (1), С-Тамбейское (1), Нейтинское (1), Среднеямальское (1), Арктическое (2), Нурминское (2), Ростовцевское (1), Харасавэйское (1); Ю: Новопортовское (1)
	А	1,11–1,98/ 1,42 (8)	0,35–0,58/ 0,46 (8)	0,61–1,06/ 0,79 (8)	0,20–0,31/ 0,25 (8)	0,10–0,15/ 0,13 (8)	0,23–0,43/ 0,34 (8)	терр./смеш.	терр.	ТП: Ю-Тамбейское (1); Ю: Малоямальское (5), Нейтинское (1), Малыгинское (1)
		0,77–2,35/ 1,41 (36)	0,34–1,18/ 0,65 (36)	0,76–2,07/ 1,13 (36)	0,31–0,67/ 0,46 (36)	0,06–0,14/ 0,09 (36)	0,17–0,65/ 0,34 (36)	терр./смеш.	терр. / смеш.	ТП: Ю-Тамбейское (3), 3-Тамбейское (4), Бованенковское (2), Арктическое (1), Харасавэйское (1); БЯ/НП: Среднеямальское (2), Арктическое (1), Хамбате́йское (1), Малыгинское (2), Харасавэйское (1), Ю-Тамбейское (1), 3-Тамбейское (1), В-Бованенковское (1), Новопортовское (2); Ю: Малоямальское (1), Ю-Тамбейское (2), Сядорское (1), Бованенковское (6), Новопортовское (1), Харасавэйское (1), Бованенковское (1)

Примечание: разброс знач./ср. знач. (кол-во проб); Б – биодеградируемые; А – небиодеградируемые; акв./смеш./терр. – области на диаграммах, характерные для производных аквагенного / смешанного / террагенного ОВ; ХМ, ТП, БЯ, НП, Ю – группы пластов, из которых были отобраны пробы; названия месторождений Ю – Южно; С – Северо; 3 – Западно.

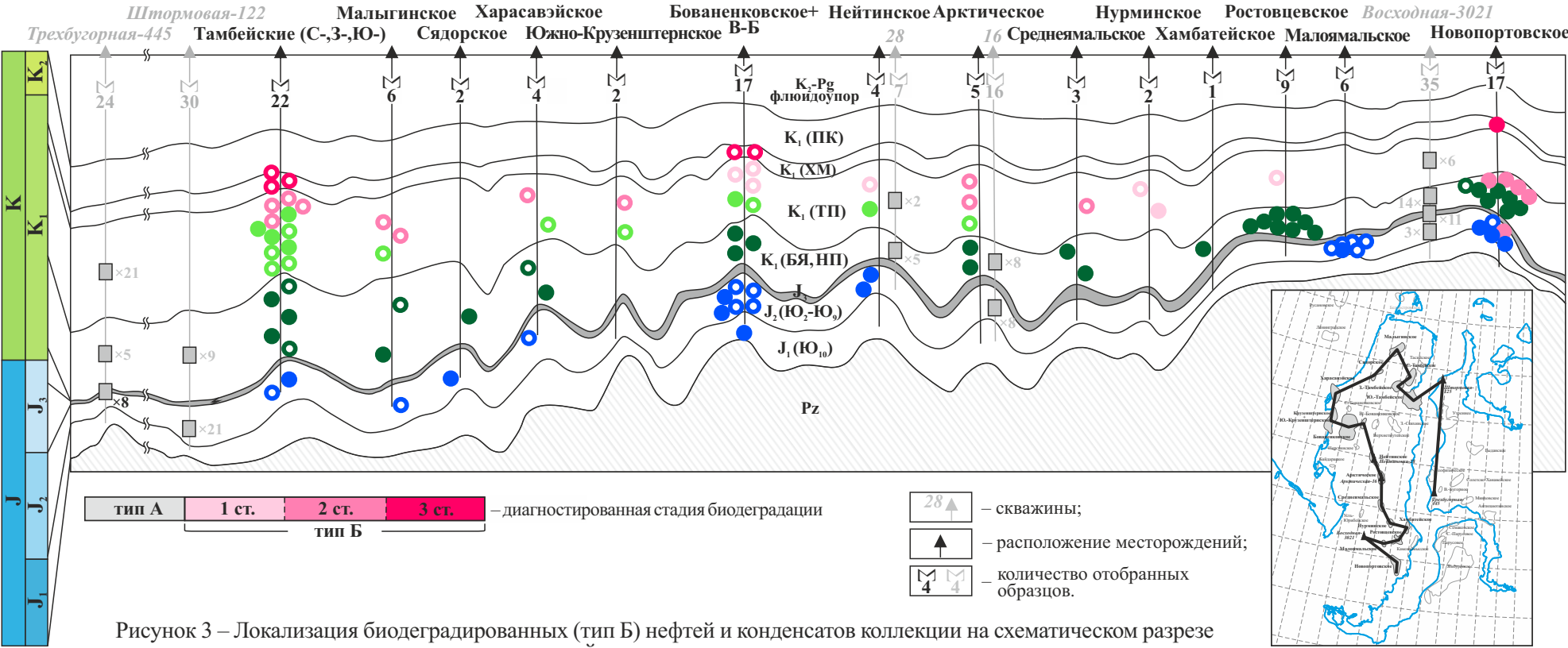


Рисунок 3 – Локализация биодеградируемых (тип Б) нефтей и конденсатов коллекции на схематическом разрезе района исследования

Примечание: ХМ, ТП, БЯ, НП, Ю – группы пластов, из которых были отобраны пробы; (С-, 3-, Ю-) – Северо-, Западно- и Южно-Тамбейское месторождения; В-Б – Восточно-Бованенковское месторождение; разрез составлен на основе обобщения представлений о геологическом строении района исследования, отраженных в работах (Конторович и др., 1975; Скоробогатов и др., 2003; Katz et al., 2003; Клещев, Шеин, 2010; Казаненков и др., 2014; Конторович и др., 2017; 2023).

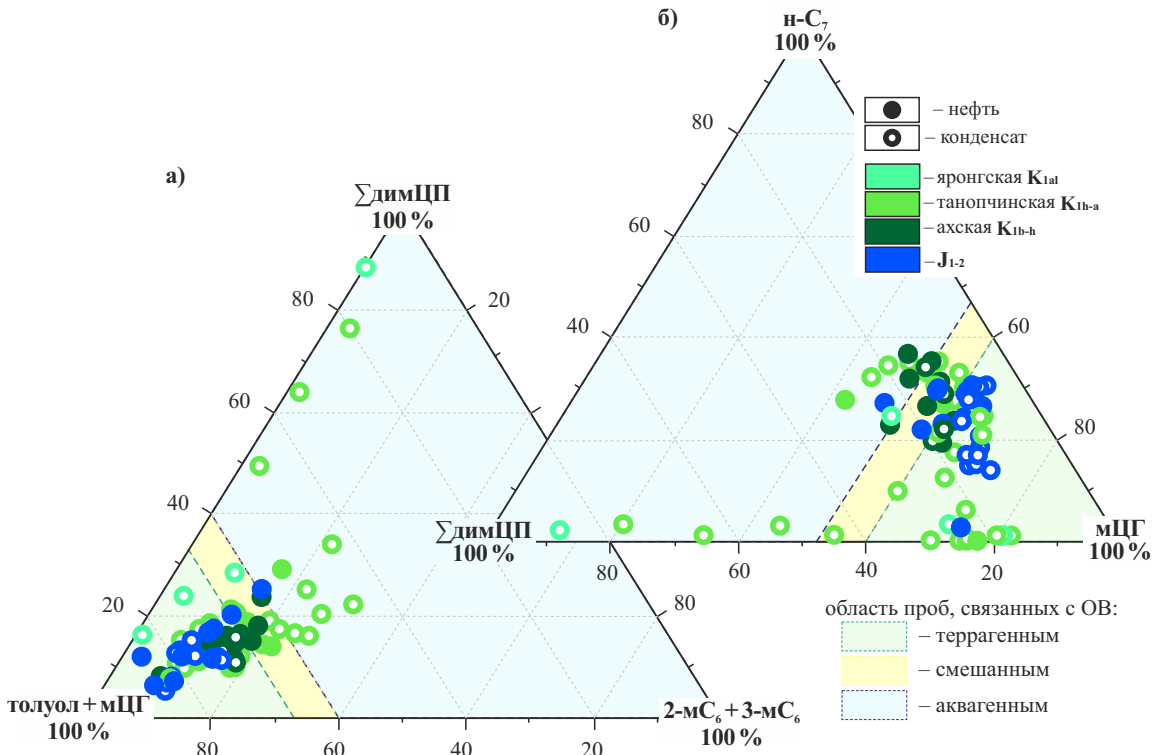


Рисунок 1 – Тригонограммы распределения УВ состава С₇ в координатах: а) толуол + мЦГ – ΣдимЦП – 2-мС₆ + 3-мС₆; б) ΣдимЦП – н-С₇ – мЦГ

Примечание: области на диаграммах и их интерпретация приводятся: а – по (Haven, 1996; Odden et al., 1998), б – по (Dai, 1992; Odden et al., 1998) с изменениями.

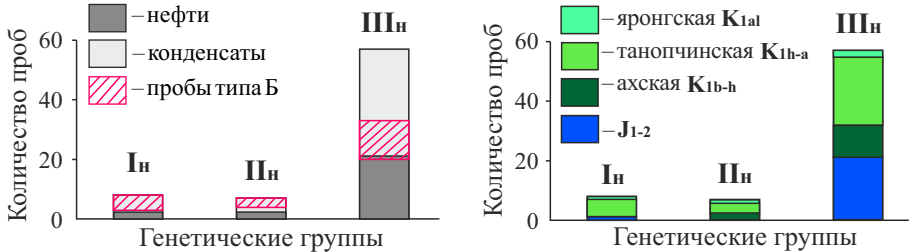


Рисунок 2 – Распределение легкокипящих фракций нафтидов коллекции по генетическим группам (типам исходного ОВ) и геохимическим типам (биодегградация)

Примечание: типизация нефтей и конденсатов коллекции по генетическим группам (In, In, In) и геохимическим типам (А, Б) приводится в таблице 1.

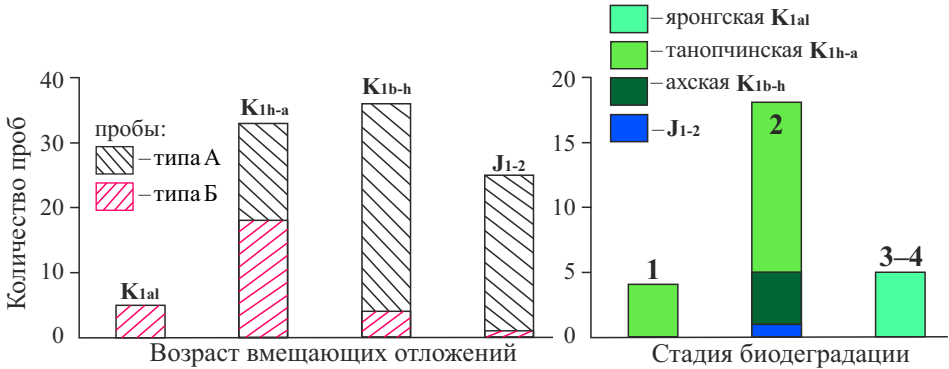


Рисунок 4 – Распределение биодеградируемых нефтей и конденсатов района исследования (тип Б) по возрасту вмещающих отложений и стадиям биодегградации

Примечание: стадии биодегградации оценены в соответствии с (Peters et al., 2005; Каширцев и др., 2001; Виноградова, Пуланова, 2012).

Таблица 2 – Типизация нефтей и конденсатов коллекции по распределению высокомолекулярных насыщенных и ароматических соединений

Генетическая группа (источник)	Геохимический тип	Значения показателей							Пробы
		н-алканы/ ацикл. изопренаны	K _{изо}	TAR	стераны C ₂₉ /C ₂₇	I _{тс}	MAC C ₂₉ /MAC C ₂₇	ΣTAC/ΣMAC	
Iв (аквагенный)	Б	2,55–4,92/ 3,71 (5)	0,62–2,92/ 1,39 (5)	–	0,74–0,90/ 0,82 (5)	0,58–0,60/ 0,59 (3)	0,78–1,45/ 1,03 (5)	0,63–3,81/ 2,52 (5)	ХМ: Ю-Тамбейское (2); НП: Новопортовское (3)
	А	4,82–13,39/ 7,74 (23)	0,28–0,66/ 0,51 (23)	0,13–0,51/ 0,26 (23)	0,59–1,00/ 0,78 (23)	0,16–0,86/ 0,48 (20)	0,17–1,67/ 0,93 (22)	2,21–35,77/ 6,01 (22)	ТП: Нейтинское (1); БЯ/НП: Ю-Тамбейское (1), 3-Тамбейское (1), Сядорское (1), В-Бованенковское (2), Новопортовское (4), Среднеямальское (1), Арктическое (1), Ростовцевское (7), Хамбательское (1); Ю: Сядорское (1), Нейтинское (1), Новопортовское (1)
IIIв (смеш.)	А	10,73	0,28	0,13	0,86	1,78	2,87	2,89	БЯ ₈ : 3-Тамбейское (1)
IIIв (террагенный)	Б	1,20–3,44/ 2,29 (5)	0,55–1,28/ 0,89 (5)	–	1,14–2,17/ 1,59 (5)	1,46–14,73/ 5,96 (5)	1,71–7,28/ 3,43 (6)	0,00–1,93/ 0,72 (6)	ХМ: Новопортовское (1); ТП: Ю-Тамбейское (2), Среднеямальское (1), Арктическое (1)
		11,03	0,34	0,60	1,39	1,25	1,71	1,93	ТП: Нейтинское (1) – биодеградация 1 стадии
	А	4,35–40,67/ 11,32 (16)	0,12–0,48/ 0,35 (16)	0,00–1,19/ 0,28 (16)	1,07–2,30/ 1,49 (15)	0,85–14,07/ 4,39 (15)	1,71–4,88/ 2,84 (14)	0,52–3,03/ 1,82 (15)	ТП: Ю-Тамбейское (1), 3-Тамбейское (1); БЯ/НП: Ю-Тамбейское (1), 3-Тамбейское (1), Бованенковское (1), Новопортовское (1); Ю: Ю-Тамбейское (1), Бованенковское (1), Новопортовское (2), Малоямальское (6)

Примечание: смеш. – смешанный; ацикл. – ациклические; разброс знач./ср. знач. (кол-во проб); Б – биодеградированные; А – небиодеградированные; ХМ, ТП, БЯ, НП, Ю – группы пластов, из которых были отобраны пробы; названия месторождений Ю – Южно; С – Северо; 3 – Западно.

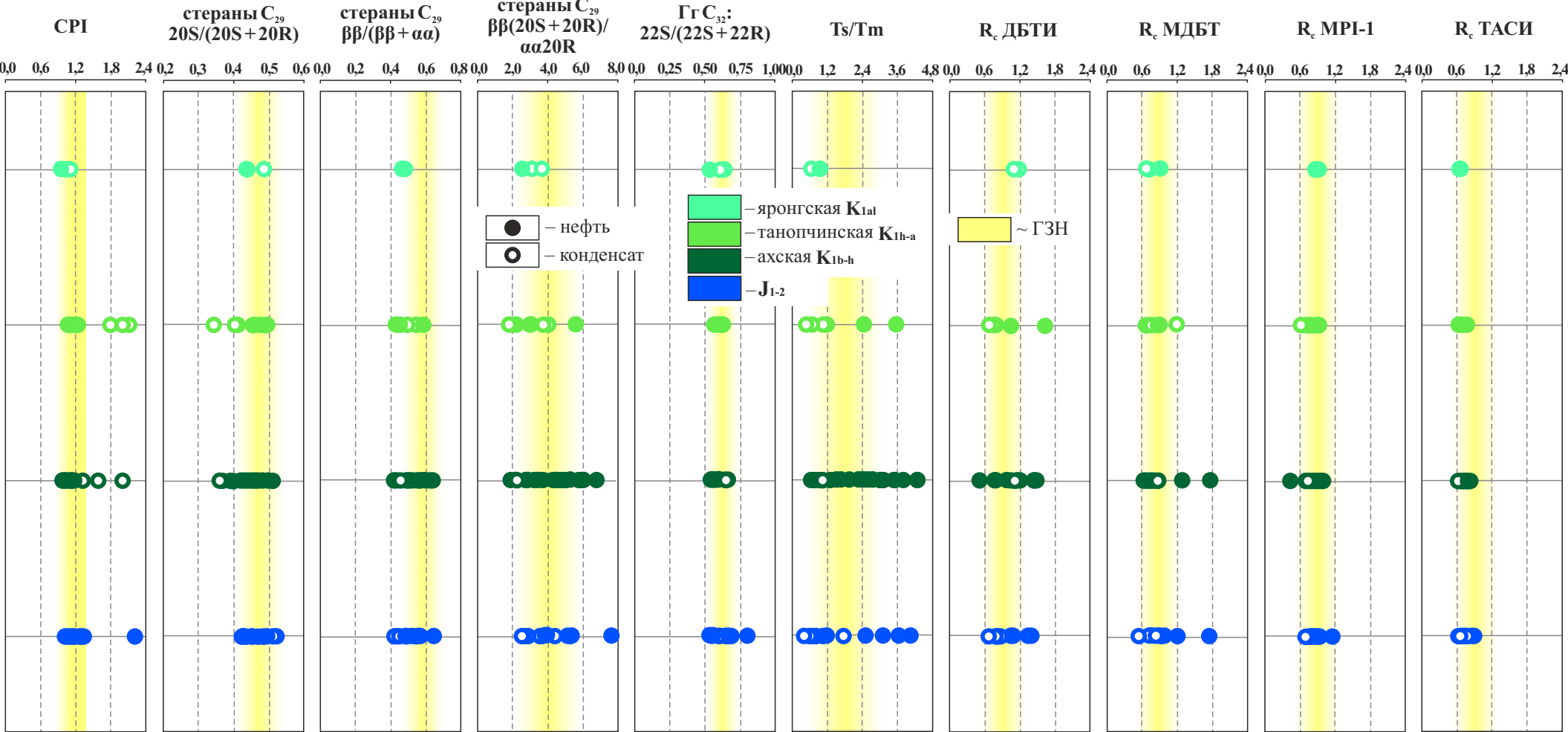


Рисунок 7 – Значения катагенетических параметров по распределению высокомолекулярных насыщенных УВ и аренов в составе изученных нефтей и конденсатов

Примечание: формулы расчета и интерпретация показателей приводятся в соответствии с (Radke et al., 1982a; 1982b; 1986; Петров, 1984; Schou, Myhr, 1988; Radke, 1988; Конторович и др., 1994; Конторович и др., 2004; Peters et al., 2005)

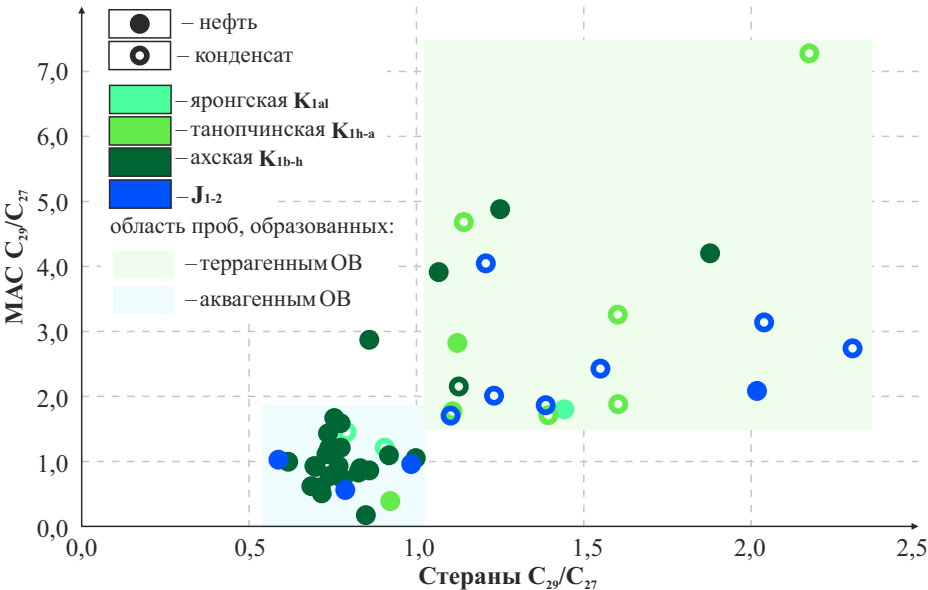


Рисунок 5 – Соотношение генетических показателей MAC C₂₉/C₂₇ и стераны C₂₉/C₂₇

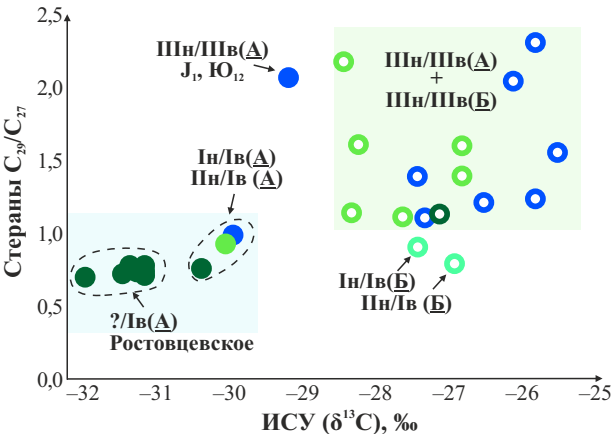


Рисунок 6 – Соотношение показателей стераны C₂₉/C₂₇ и ИСУ для нафтидов единого генетического облика легкокипящей и высококипящей фракций

Примечание: типизация проб по генетическим группам приводится в таблицах 1 и 2; условные обозначения см. на рисунке 8.

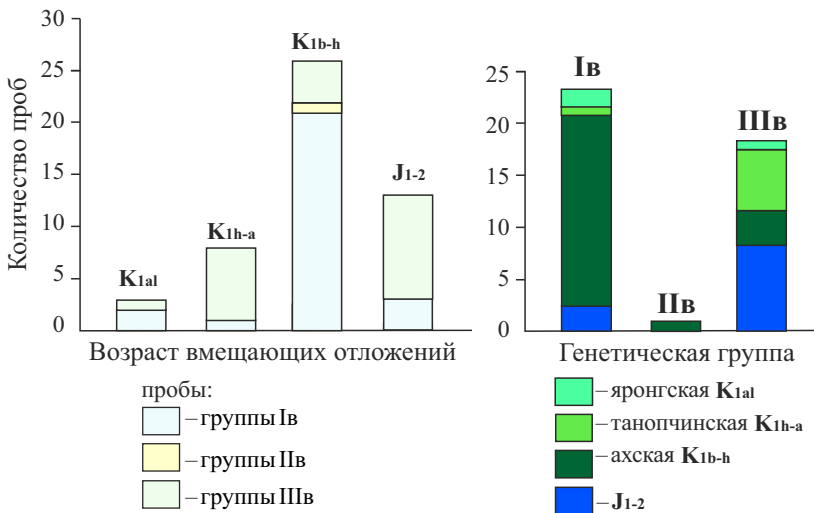


Рисунок 8 – Распределение нефтей и конденсатов разных генетических групп по составу насыщенных и ароматических соединений высокотемпературных фракций

Таблица 3 – Значения основных пиролитических характеристик изученных пород

Толща	Полуостров Ямал				Гыданский полуостров			
	Сорг, % на породу	НІ, мг УВ/ г ТОС	ОІ, мг СО ₂ / г ТОС	T _{max} , °С	Сорг, % на породу	НІ, мг УВ/ г ТОС	ОІ, мг СО ₂ / г ТОС	T _{max} , °С
Танопчинская (K _{1b-a})	0,7–10,1/ 2,2 (9)	27–103/ 74 (9)	18–48/ 35 (8)	429–441/ 436 (9)	0,3–0,9/ 0,6 (11)	27–155/ 52 (11)	29–253/ 92 (11)	409–473/ 445 (11)
Ахская (K _{1b-h})	0,5–2,0/ 1,1 (27)	10–222/ 71 (27)	11–133/ 54 (27)	430–453/ 441 (27)	0,5–1,4/ 0,9 (14)	36–117/ 90 (14)	22–81/ 48 (14)	436–446/ 440 (14)
Баженовская (J _{3v})	2,3–4,1/ 3,5 (11)	149–317/ 256 (11)	5–14/ 10 (11)	433–438/ 435 (11)	0,7–0,8/ 0,8 (8)	37–48/ 42 (8)	45–78/ 63 (8)	446–451/ 449 (8)
J ₂ (малышевская, вымская, леонтьевская)	0,8–2,2/ 1,5 (11)	34–135/ 62 (11)	17–115/ 44 (11)	438–473/ 460 (11)	1,0–4,3/ 2,0 (21)	90–312/ 150 (21)	9–87/ 44 (21)	434–448/ 440 (21)

Примечание: разброс знач./ср. знач. (кол-во проб).

Таблица 4 – Основные геохимические параметры по составу изученных битумоидов юрских и меловых пород

Толща	Полуостров Ямал				Гыданский полуостров			
	стераны C ₂₉ /C ₂₇	I _{TC}	пристан/ фитан	TAR	стераны C ₂₉ /C ₂₇	I _{TC}	пристан/ фитан	TAR
Танопчинская (K _{1b-a})	3,9–6,4/ 5,4 (6)	2,1–4,2/ 3,2 (6)	1,0–4,0/ 2,1 (6)	0,0–37,7/ 26,4 (8)	2,2–3,1/ 2,6 (2)	0,8–0,8/ 0,8 (2)	1,1–2,4/ 1,7 (2)	0,0–33,2/ 5,8 (11)
Ахская (K _{1b-h})	0,7–3,6/ 1,9 (25)	1,0–6,9/ 2,3 (25)	1,0–2,7/ 1,9 (25)	0,0–35,3/ 30,7 (27)	1,7–4,7/ 3,2 (11)	0,9–5,1/ 2,8 (11)	1,3–2,6/ 1,8 (11)	0,0–35,5/ 26,7 (14)
Баженовская (J _{3v})	0,9–1,1/ 1,0 (11)	0,4–0,6/ 0,5 (11)	2,0–2,4/ 2,2 (11)	30,8–33,7/ 32,0 (11)	2,0–2,7/ 2,3 (3)	1,4–1,9/ 1,7 (3)	1,5–2,6/ 2,1 (3)	0,0–33,2/ 12,1 (8)
J ₂ (малышевская, вымская, леонтьевская)	1,2–4,4/ 2,4 (11)	2,3–7,2/ 4,1 (11)	1,7–2,5/ 2,1 (11)	29,7–32,5/ 31,5 (11)	4,2–8,2/ 5,4 (0)	5,4–29,5/ 12,9 (15)	2,3–4,7/ 3,1 (20)	0,0–32,3/ 29,7 (21)

Примечание: разброс знач./ср. знач. (кол-во проб).

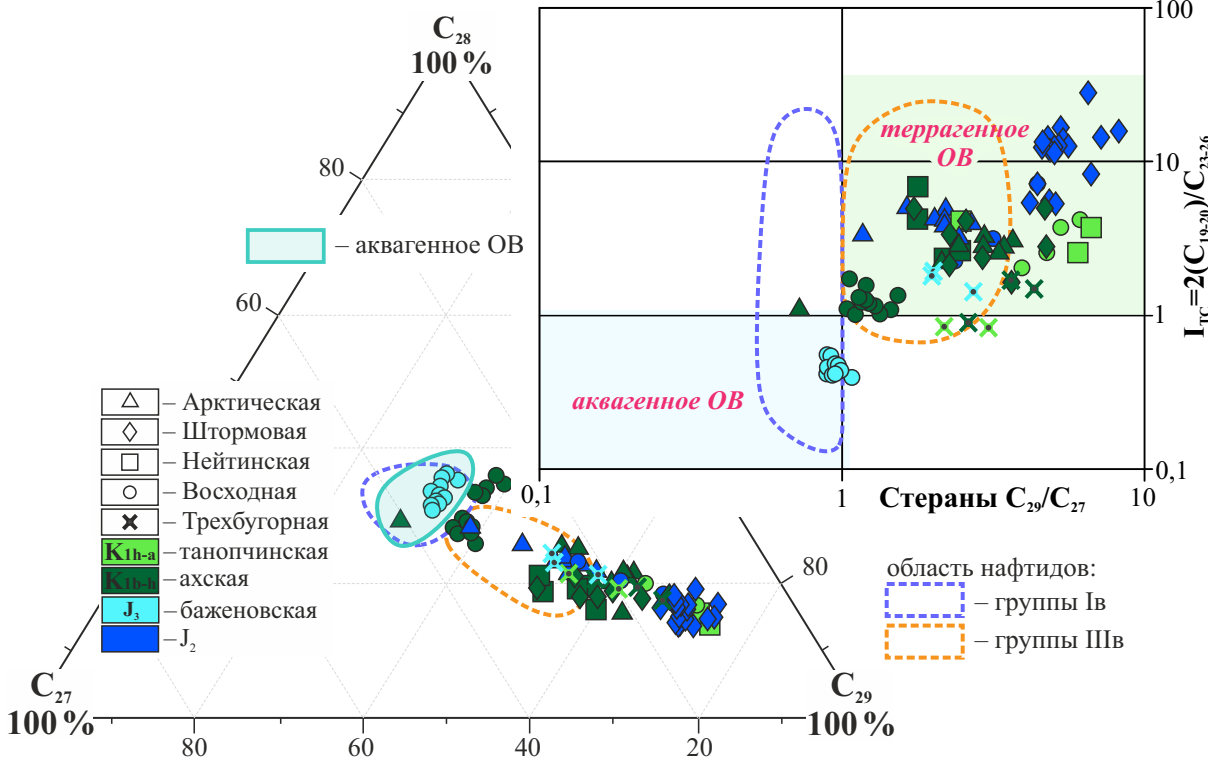


Рисунок 11 – Соотношение генетических показателей по составу стеранов и трициклических терпанов в составе битумоидов изученных пород

Примечание: формулы расчета и интерпретация показателей соответствуют (Конторович и др., 1999; Peters et al., 2005)

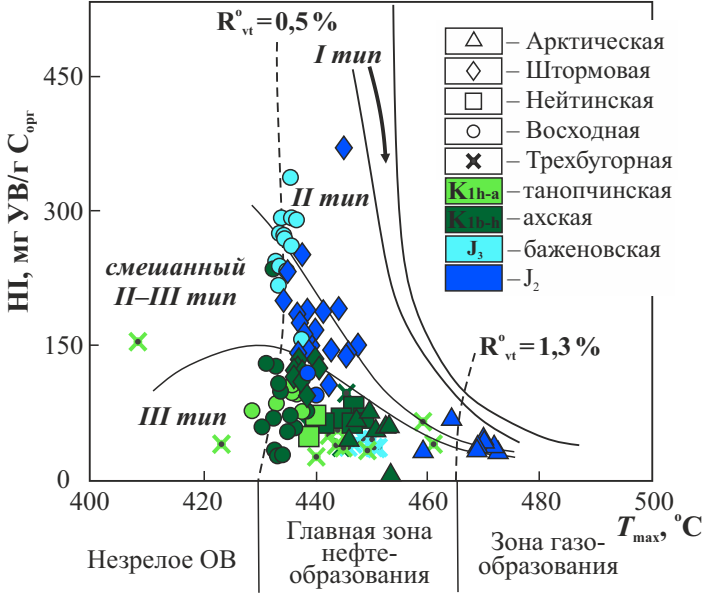


Рисунок 9 – Зависимость НІ от T_{max}

Примечание: области на диаграмме и их интерпретация соответствуют (Espitalie et al., 1985; Espitalie, 1993; Лопатин, Емец, 1987).

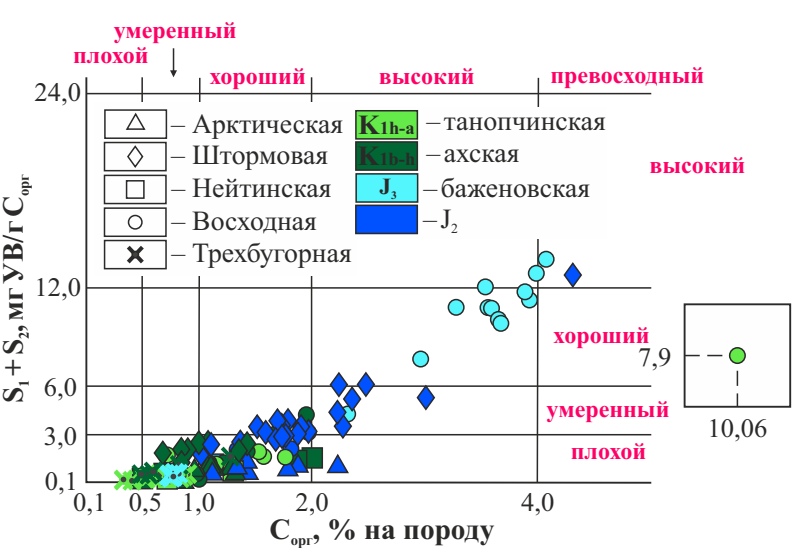


Рисунок 10 – Генерационный потенциал изученных юрских и меловых пород

Примечание: классификация приводится в соответствии с (Peters, Cassa, 1994; Peters et al., 2005).

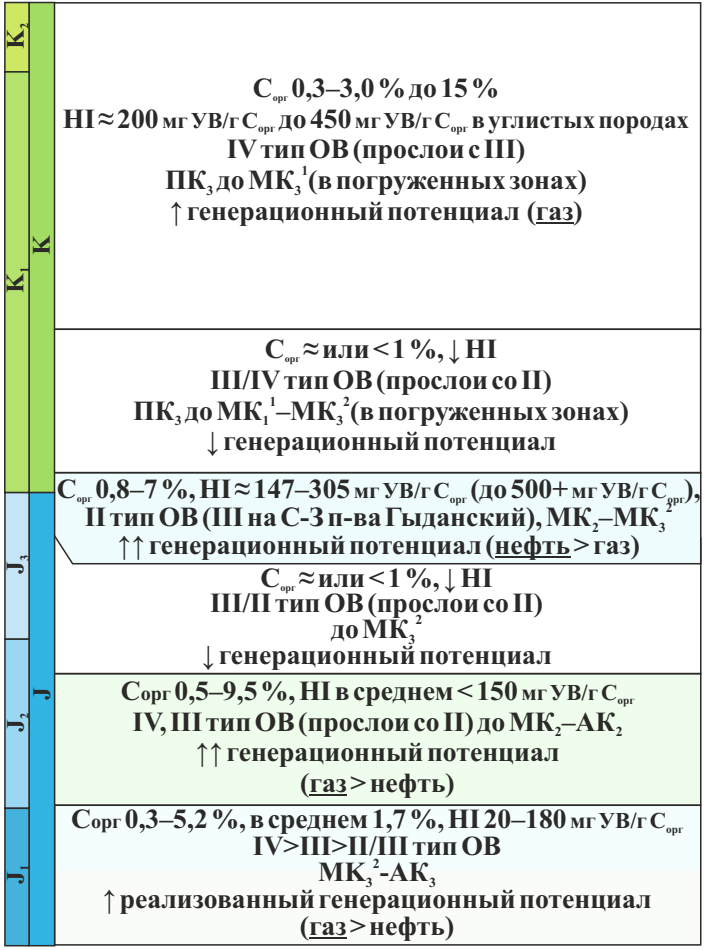


Рисунок 12 – Обобщение основных геохимических характеристик юрско-меловых осадочных толщ изучаемого района: опубликованных и полученных в рамках исследования

Примечание: С-3 – северо-запад; опубликованные данные скомпилированы из источников, приведенных в главе 1.

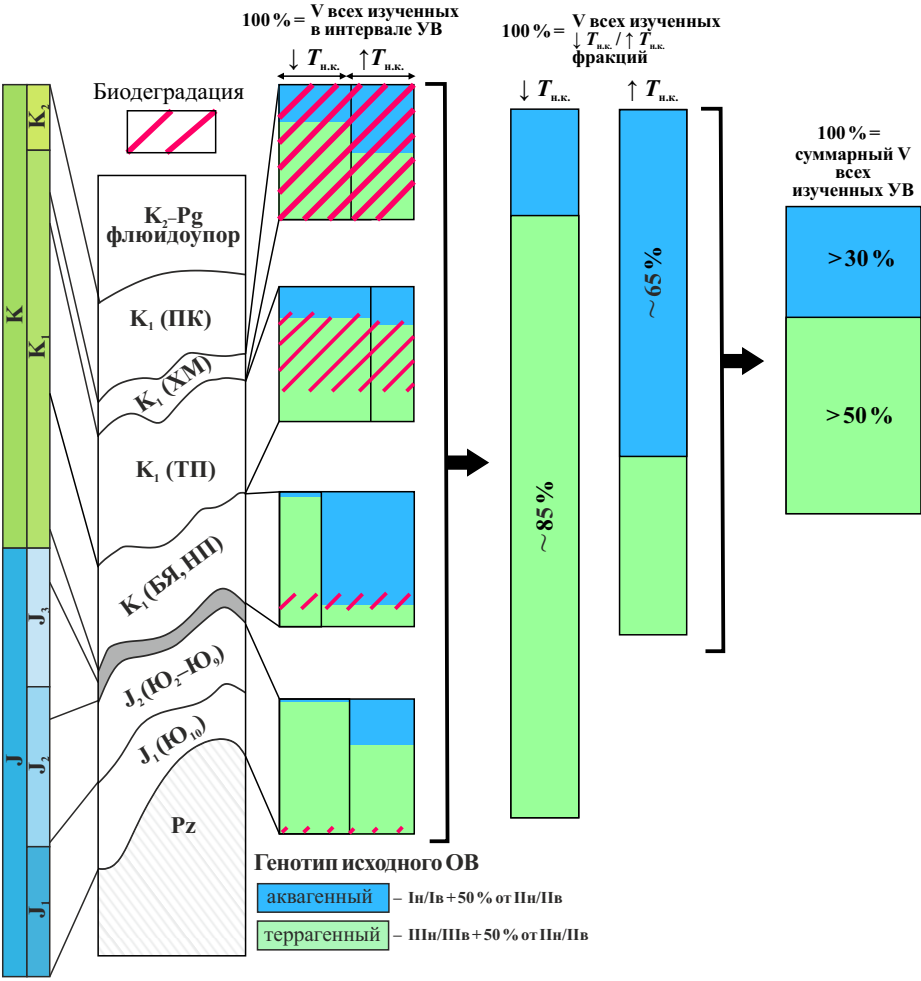


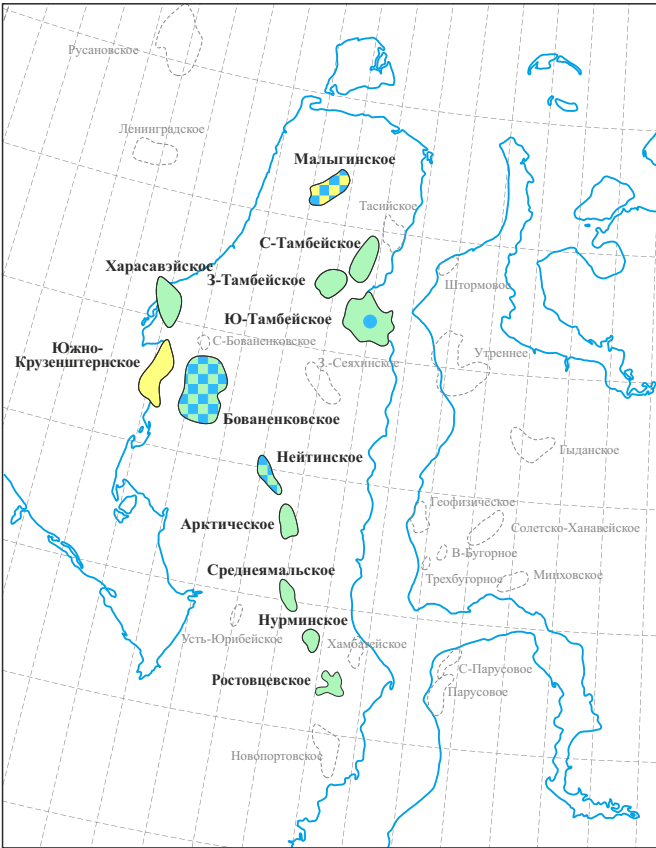
Рисунок 13 – Принципиальная схема содержания в изученных нефтях и конденсатах компонентов, генерированных ОВ террагенного и аквагенного генотипа

Примечание: фрагмент схематического геологического разреза приводится в соответствии с (Казаненков и др., 2014).

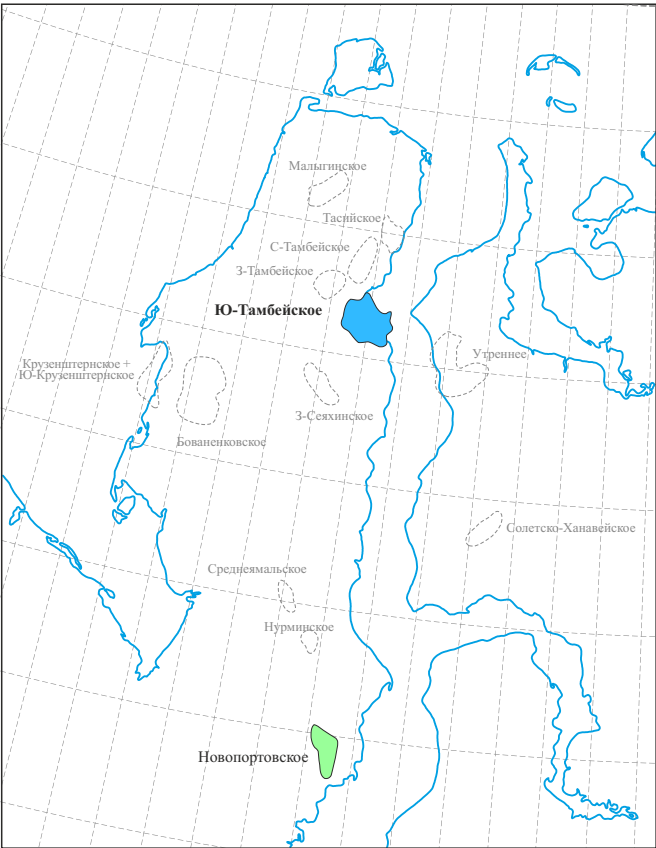
а) яронгская свита (K1a1)



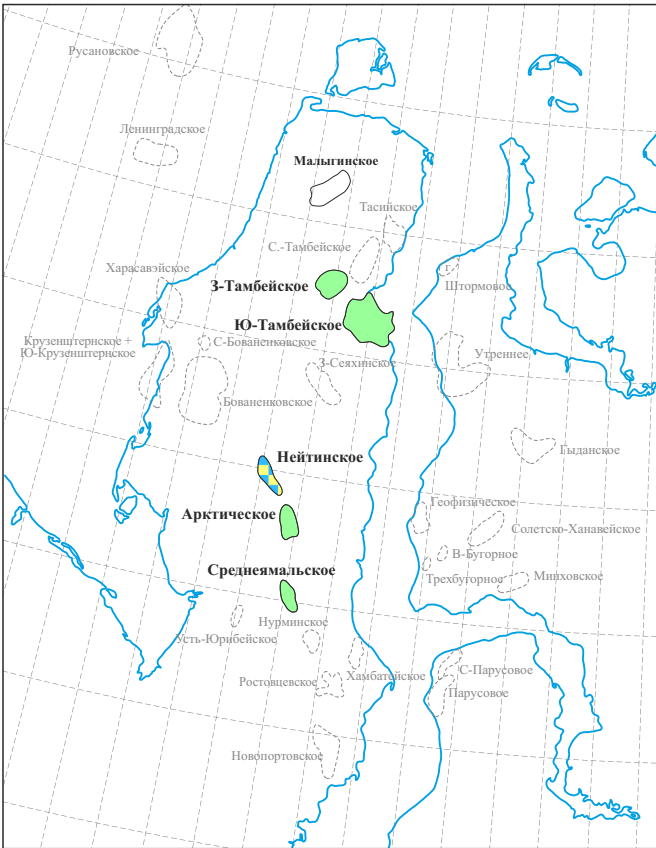
б) танопчинская свита (K1b-a)



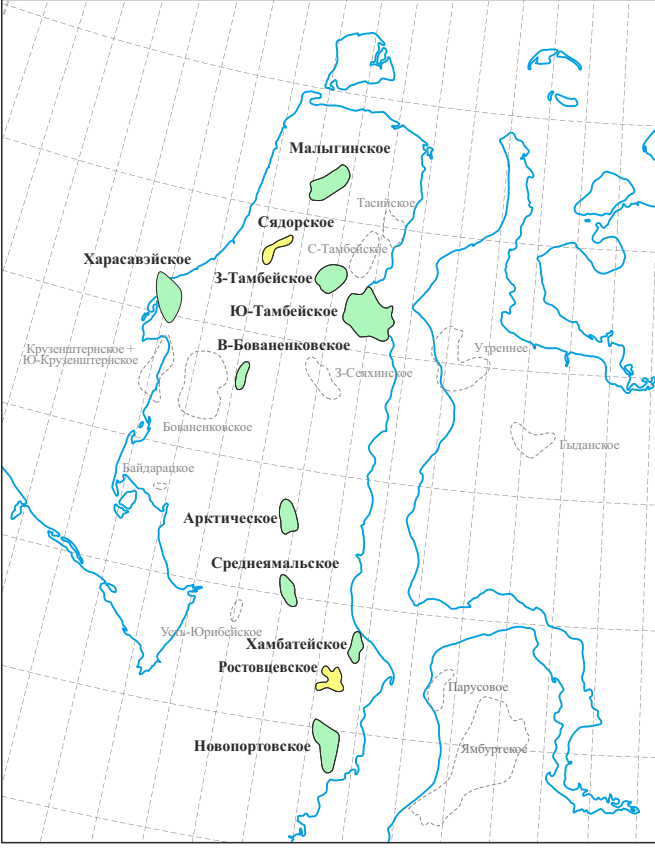
а) яронгская свита (K1a1)



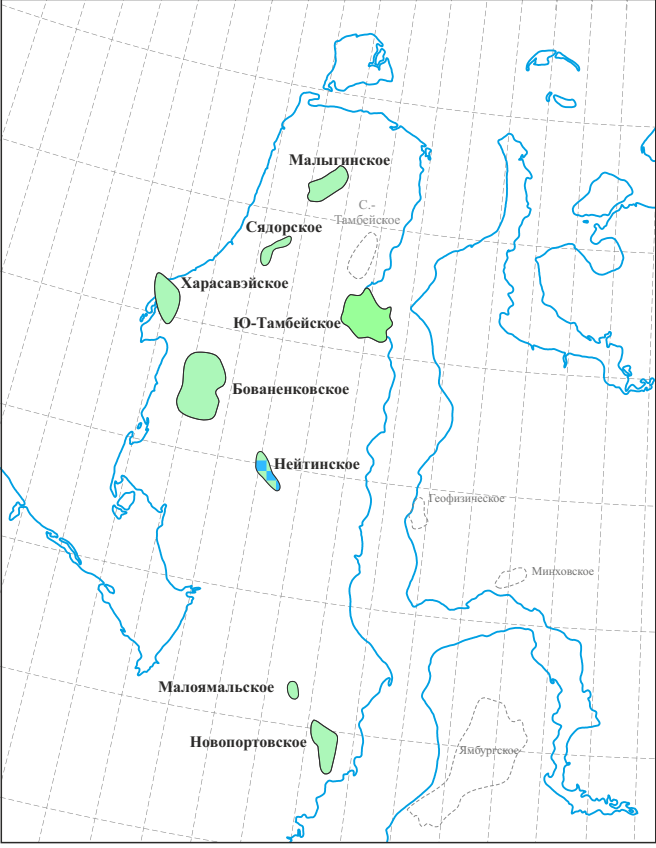
б) танопчинская свита (K1b-a)



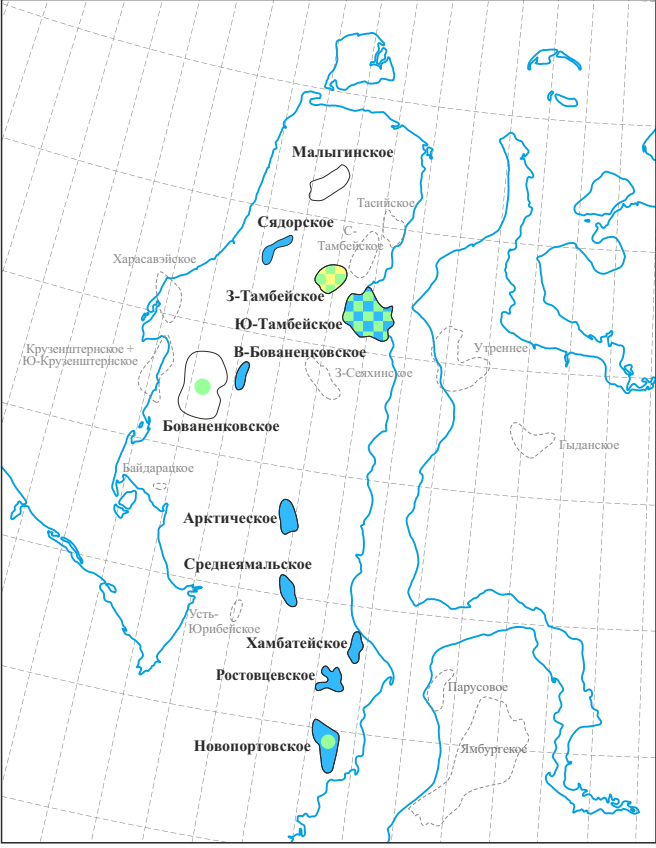
в) ахская свита (K1b-h)



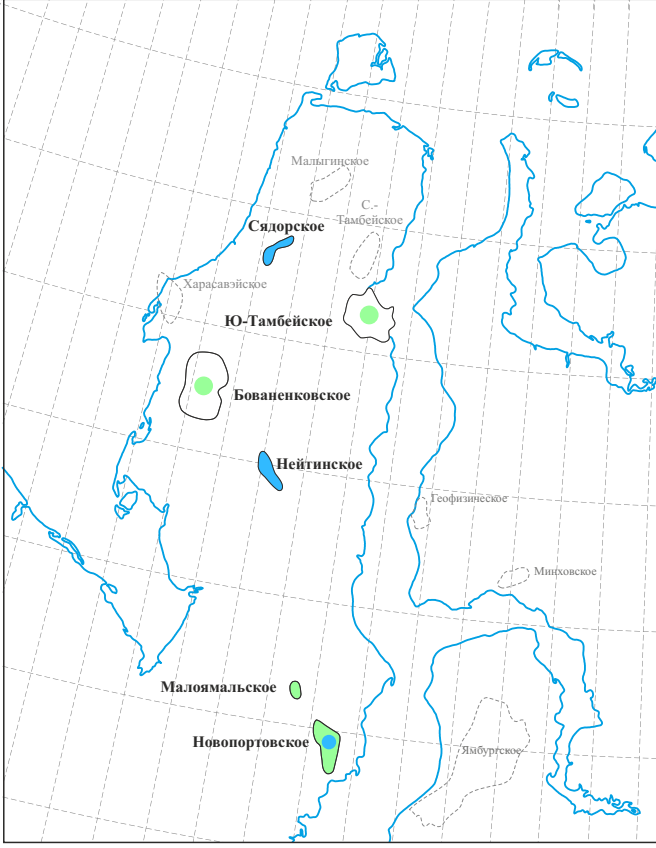
г) J1-2



в) ахская свита (K1b-h)



г) J1-2



Ін Пн Шн – генетическая группа по составу легкокипящих фракций

– контуры месторождений, неохарактеризованных/охарактеризованных пробами

Рисунок 14 – Локализация нефтидов разных генетических групп (Ін, Пн, Шн) по составу легкокипящих фракций

Ів Пв Шв – генетическая группа по составу высококипящих фракций

– контуры месторождений, неохарактеризованных/охарактеризованных пробами

Рисунок 15 – Локализация нефтидов разных генетических групп (Ів, Пв, Шв) по составу высококипящих фракций

Примечание: контуры месторождений приводятся в соответствии с (Переценка..., 2003ф); названия месторождений Ю – Южно, С – Северо, 3 – Западно, В – Восточно; типизация соответствует таблице 1.

Примечание: контуры месторождений приводятся в соответствии с (Переценка..., 2003ф); названия месторождений Ю – Южно, С – Северо, 3 – Западно, В – Восточно; типизация соответствует таблице 2.