

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ
ИМ. А. А. ТРОФИМУКА
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи



БУРУХИНА АЛЕКСАНДРА ИЛЬИНИЧНА

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

1.6.11 – Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель

Фурсенко Е. А.

кандидат геол.-минерал. наук,

с.н.с. ИНГГ СО РАН

Новосибирск 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
Глава 1. СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	12
1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика и динамика формирования осадочного чехла.....	13
1.2. Структурно-тектоническая характеристика фундамента и осадочного чехла	29
1.3. Нефтегазоносность и нефтегазоматеринские толщи – источники углеводородных флюидов полуострова Ямал	42
Глава 2. ИСХОДНЫЙ МАТЕРИАЛ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	54
Глава 3. СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ГЕОХИМИИ НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ.....	104
Глава 4. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ, КОНДЕНСАТОВ И ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА	116
4.1. Физико-химические свойства нефтей и конденсатов	116
4.2. Распределение низкомолекулярных углеводородов C ₅ –C ₈ в составе нефтей и конденсатов	126
4.3. Распределение n-алканов и ациклических изопренанов в составе нефтей и конденсатов	139
4.4. Распределение стеранов и терпанов в составе нефтей и конденсатов.....	149
4.5. Распределение аренов в составе нефтей и конденсатов.....	165
4.6. Геохимическая характеристика органического вещества юрско-меловых осадочных пород района исследования.....	176

Глава 5. РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ ТИПИЗАЦИИ НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ ЯМАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ И ИХ ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ИСТОЧНИКИ	195
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	214
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	217
СПИСОК РИСУНКОВ.....	249
СПИСОК ТАБЛИЦ	254

ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования являются нефти и конденсаты из юрских и меловых залежей Ямальской нефтегазоносной области, а также органическое вещество (ОВ) потенциально нефтегазоматеринских осадочных толщ (НГМТ) Ямальской 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 Ямальской 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 C₅–C₈. 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 биодegradированные нефти и конденсаты и провести диагностику масштабов воздействия процессов биодegradации 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 «СНИИГГиМС». Битумоиды выделялись методом хлороформенной 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 ГХ 7820» (Agilent Technologies 7820A GC System) анализировались метано-нафтенновые 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-нафтенновые (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 ОВ 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, аккумулярованные 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 нефтиды танопчинской и яронгской свит имеют смешанное происхождение и в неглубоких залежах (< 2220 м, $T_{\text{пл}} < 70$ °С) в значительной степени изменены биодеградацией.

2. Комплексный анализ результатов аналитических исследований нефтидов 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 нефтидов 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 нефтидов 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 нефтидов. Впервые установлен факт воздействия процессов биодеградации на УВ-состав нефтей из залежей ахской и малышевской 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 «МНСК» (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 нефтегазоносности 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.

Глава 1. СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ

Район исследования находится на севере Ямало-Ненецкого автономного округа и относится к арктической зоне Западной Сибири. В соответствии с нефтегазогеологическим районированием (Схема нефтегазогеологического..., 2010) территория исследования (Рисунок 1.1) охватывает Ямальскую и западную часть Гыданской нефтегазоносных областей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗС НГП).

Интерес к нефтегазовому потенциалу Западной Сибири возник в научных кругах еще в 30-е гг. XX в. (Нефть и газ..., 1971; История..., 2003; Козловский, 2018). Масштабное изучение недр арктического региона Западной Сибири в связи с тяжелыми погодными условиями Заполярья, продолжительным ледоставом в Северном Ледовитом океане и отдаленностью от транспортной системы было начато несколько позже – в 60-е гг. XX в. (Герман и др., 1963). Несмотря на это, на настоящий момент накоплен большой объем геологической информации по литологии, стратиграфии, тектонике и нефтегазоносности осадочного чехла полуостровов Ямал и Гыданский, которые в разные годы рассматривались в работах многих исследователей: Д. А. Астафьева, С. В. Аплонова, В. С. Бочкарева, А. М. Брехунцова, Е. А. Брехунцовой, И. В. Гончарова, С. В. Ершова, В. А. Казаненкова, В. И. Кислухина, А. Э. Конторовича, В. А. Конторовича, В. Д. Копеева, С. Г. Неручева, И. И. Нестерова, И. Д. Поляковой, Н. Н. Ростовцева, М. Я. Рудкевича, В. А. Скоробогатова, Е. И. Соболевой, В. С. Старосельцева, Л. В. Строганова, А. В. Ступаковой, В. С. Суркова, А. А. Трофимука, А. Н. Фомина, А. С. Фомичева, Г. Г. Шемина, Б. Н. Шурыгина и многих других.

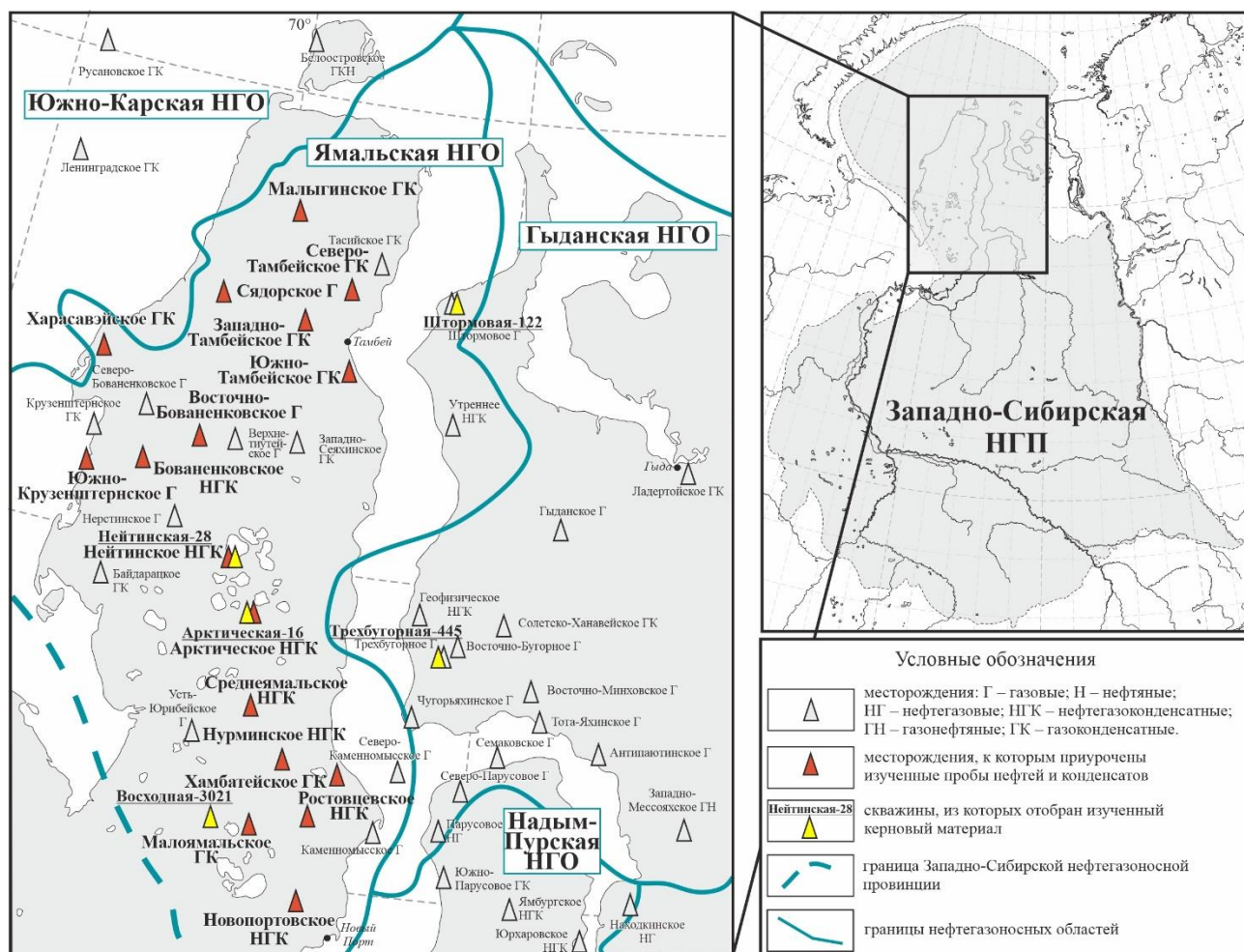


Рисунок 1.1 – Расположение точек отбора проб нефтей, конденсатов и кернового материала
Примечание: районирование соответствует (Схема нефтегазогеологического..., 2010).

1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика и динамика формирования осадочного чехла

Осадочный чехол района исследования сложен породами, датирующимися от палеозойского до четвертичного возраста. В его составе принято выделять два мегакомплекса, представляющих интерес с точки зрения нефтегазоносности: домезозойский осадочно-метаморфический и мезозой-кайнозойский осадочный комплексы (Конторович и др., 1975; Скоробогатов и др., 2003), которые залегают на гетерогенном складчатом фундаменте. Общая мощность осадочного чехла в пределах полуострова Ямал увеличивается в северном направлении: так, на самом южном из рассматриваемых месторождений мощность осадочных отложений составляет менее 3 км, а на севере района исследования (Тамбейская группа месторождений) достигает порядка 5 км (Скоробогатов и др., 2003).

Нефтегазоносность арктических районов ЗС НГП связывают в основном с юрско-меловыми отложениями, которые залегают на вулканогенно-осадочных и терригенных породах триаса и палеозоя. Вместе с тем по результатам нефтегазопроисловых работ залежи нефти и газа выявлены не только во всех крупных стратиграфических подразделениях мезозойского осадочного комплекса, но и в карбонатных толщах палеозоя (Конторович и др., 1994; Скоробогатов и др., 2003). Сведения о вещественном составе палеозойских образований на полуострове Ямал ограничены ввиду малого отбора керна и шлама в единичных скважинах, достигших доюрского основания. Так, среди рассматриваемых месторождений доюрский комплекс вскрыт только на Бованенковской, Новопортовской и Малоямальской площадях (Куркин, 2019). На первой из них он представлен доломитизированными глинисто-карбонатными толщами и мраморизованными известняками среднепалеозойского возраста с прослоями базальта (Разработка геологической..., 1999ф; Бочкарев и др., 2005; Бочкарев, Брехунцов, 2015). Более полно разрез палеозойских отложений изучен на Новопортовском месторождении (Скоробогатов и др., 2003). В его составе выделено три литостратиграфических комплекса пород: зеленосланцевый, распространенный преимущественно в западной части Новопортовской площади, метапесчаниковый, вскрытый в ее центральной части, и карбонатный, встречающийся в различных частях Новопортовского вала. Возраст пород зеленосланцевого и метапесчаникового комплексов условно принимается как ордовикско-силурийский, а несогласно перекрывающего их карбонатного, обогащенного рассеянным обуглившимся ОВ, макро- и микрофауной, – как силур-девонский/девонский (Скоробогатов и др., 2003; Конторович и др., 2018). В толще девонских карбонатов на Новопортовском месторождении открыта нефтяная залежь, классическая для палеозоя Западной Сибири (Конторович и др., 1994; Скоробогатов и др., 2003; Конторович и др., 2018). Кроме того, в карбонатно-глинистых отложениях полуострова обнаружены интрузивные тела разнообразного состава и возраста мощностью от 20 до 300 м. Считается, что внедрение этих тел произошло в раннем и среднем карбоне

(Бочкарев и др., 2005; Иванов и др., 2021). Общая мощность палеозойского комплекса на Новопортовской площади в среднем составляет около 50–100 м, в отдельных скважинах – до 776 м. На нем залегают переходные и континентальные осадочные отложения триасового возраста, мощностью до 300 м, подстилающие нижнесреднеюрский комплекс (Казаков, Девятов, 1990; Скоробогатов и др., 2003). Породы триасового возраста развиты в основном в глубоких впадинах и прогибах. В объеме нижнего триаса выделяют вулканогенно-осадочную тиутейскую серию, сложенную известняками, мергелями, углистыми аргиллитами и базальтами (Казаков, 2001; Казаков и др., 2002; Решение..., 2004). Восточнее, на Гыданском полуострове, этому возрастному диапазону соответствует преимущественно вулканогенная красноселькупская серия. Образования нижнего триаса перекрываются терригенной тампейской серией среднего и верхнего триаса, сложенной в том числе субугленосными породами. На полуострове Ямал триасовый комплекс вскрыт только на Восточно-Бованенковском месторождении, где представлен глинистыми мергелями, обогащенными тонкодисперсным ОВ, карбонатно-глинистыми породами флишоидного типа и оливин-пироксеновыми долеритобазальтами (Казаков, Девятов, 1990; Скоробогатов и др., 2003; Кислухин, 2012). По результатам интерпретации сейсмических данных в работе (Конторович и др., 2018), показано, что в акватории Карского моря и на территории Гыданского полуострова палеозойский и триасовый комплексы имеют большее распространение, а их мощность достигает 8–10 и 2,0–2,5 км, соответственно.

Изучением литологии, стратиграфии и палеогеографических обстановок формирования юрской нефтегазоносной и берриас-сеноманской регионально газоносной толщ продолжительное время занимаются разные научные коллективы, вследствие чего к настоящему времени разработано множество вариантов фациального районирования юрско-меловых отложений Сибирского сектора Арктики (Решение..., 1978; 1981; 2004; Решения..., 1991; Шурыгин и др., 2000; Постановления..., 2006; Никитенко, 2009; Шемин и др., 2015; 2023). В данной работе литолого-стратиграфическая последовательность пород этого возрастного

диапазона описывается по последним региональным стратиграфическим схемам и картам структурно-фациального районирования (Рисунок 1.2, 1.3), официально утвержденным Межведомственным стратиграфическим комитетом РФ (Решение..., 2004; Постановления..., 2006).

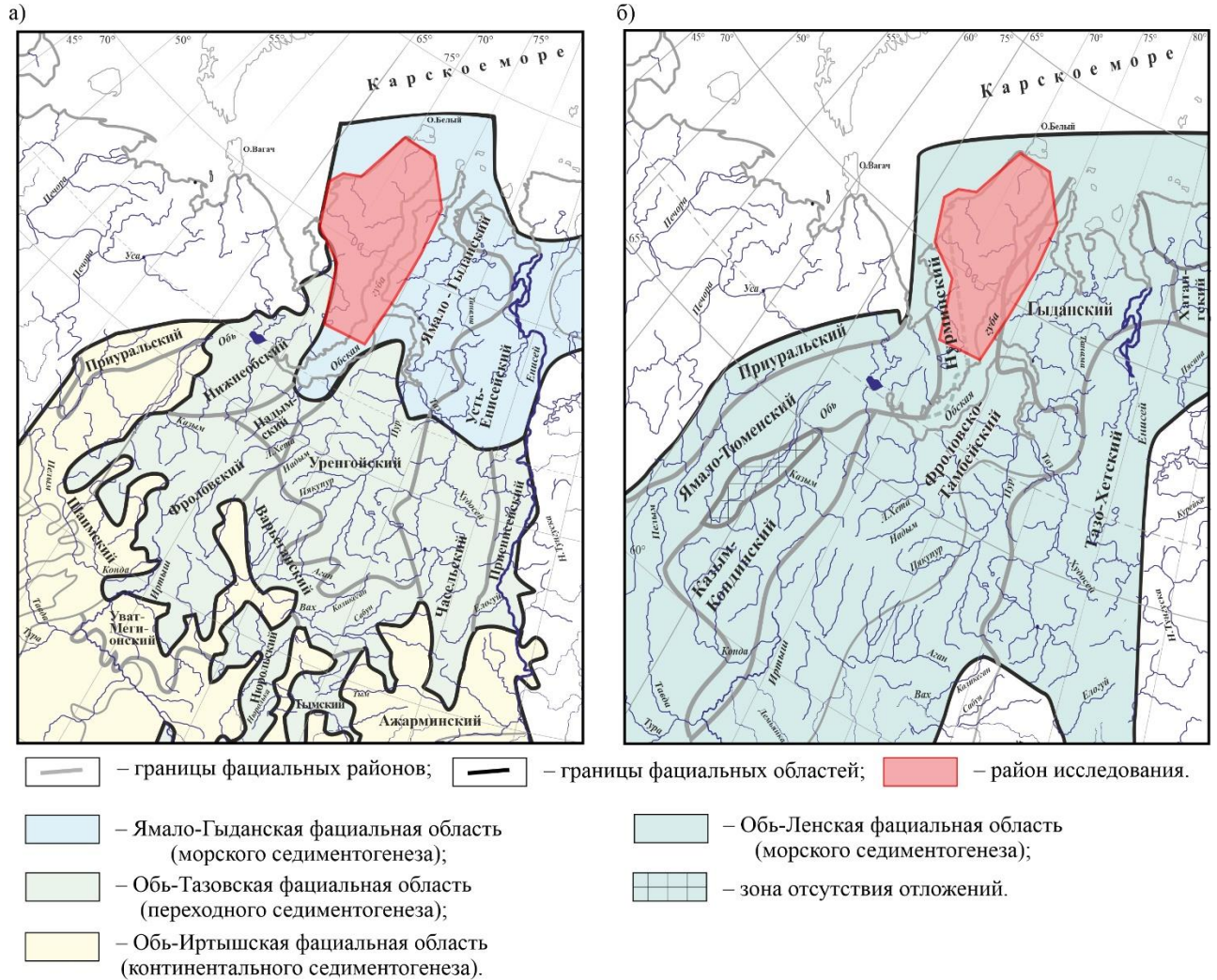


Рисунок 1.2 – Фрагмент схемы структурно-фациального районирования отложений Западной Сибири: а – нижнесреднеюрских (без келловея), б – келловейских и верхнеюрских

Примечание: районирование соответствует (Решение..., 2004).

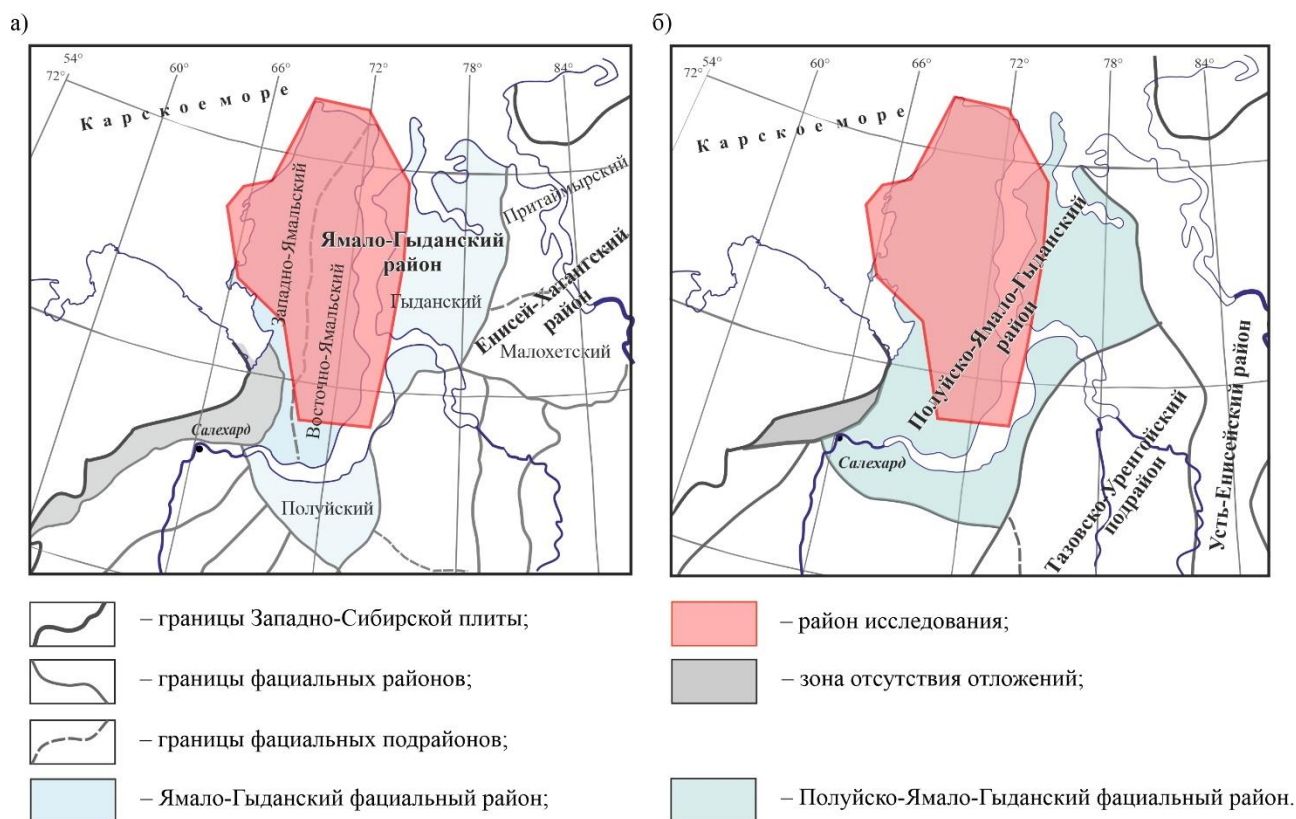


Рисунок 1.3 – Фрагмент схемы структурно-фациального районирования отложений Западной Сибири: а – берриас-нижнеаптских, б – апт-альб-сеноманских

Примечание: районирование соответствует (Постановления..., 2006).

Юрская система

Нижняя и средняя юра (без келловея)

Осадочные образования раннесреднеюрского возраста района исследования входят в состав Ямало-Гыданского литофациального района (см. рисунок 1.2) и включают в себя семь свит (Рисунок 1.4) (Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004). Вместе с тем, в соответствии со стратиграфическими схемами и картами литолого-фациального районирования, утвержденными Международным стратиграфическим комитетом в 2004 году (Решение..., 2004), южную часть полуострова Ямал (почти до Бованенковского месторождения) охватывает Нижнеобский район, где предполагается отсутствие нижнеюрских образований, а в объеме средней юры выделена тюменская свита. Однако согласно результатам комплексной интерпретации огромного массива геолого-геофизической информации, полученным И. В. Кислухиным в разные годы и обобщенным в монографии (2012), выделение тюменской свиты на полуострове Ямал находится

в противоречии с фактическим материалом, а область распространения зимней, левинской, шараповской, китербютской, надояхской, лайдинской, вымской, леонтьевской и малышевской свит должна быть значительно расширена в южном направлении, вплоть до Щучинского выступа. В данной работе принимается, что в объеме среднеюрских отложений района исследования тюменская свита не обособляется, а область ее распространения и, соответственно, зона отсутствия нижнеюрских образований находится за пределами полуострова Ямал. Основными источниками сноса терригенного материала в ранне- и среднеюрское время служили Урал и Пай-Хой (Брехунцова, Кислухин, 2001).

В геттанге морские условия седиментации существовали только в арктической части бассейна, где в прибрежно-морских и частично континентальных условиях происходило накопление осадков зимней свиты (Брехунцова, Кислухин, 2001; Никитенко, 2009; Кислухин, 2012; Конторович и др., 2013а). *Зимняя свита* (геттанг – нижний плинсбах, мощность до 600 м), представлена серыми песчаниками с прослоями алевролитов и глин, включениями галек кварца, кремнистых и изверженных пород и многочисленными обугленными остатками растений (Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004).

В начале позднего плинсбаха на севере Западной Сибири происходит обширная трансгрессия, море проникает с востока через Енисей-Хатангский прогиб, количество обломочного материала, поступающего в северные районы бассейна, сокращается, а площадь увеличивается. Несмотря на неравномерное прогибание территории, морской мелководный бассейн, опресненный водами многочисленных рек, существовал на значительной территории полуостровов Ямал и Гыданский (Брехунцова, Кислухин, 2001; Никитенко, 2009; Конторович и др., 2013а). В Ямало-Гыданском районе во время этой трансгрессии сформировалась глинистая толща *левинской свиты* (плинсбах, мощность 10–80 м). В породах содержатся остатки макро- и микрофауны, а также включения растительного детрита (Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004).

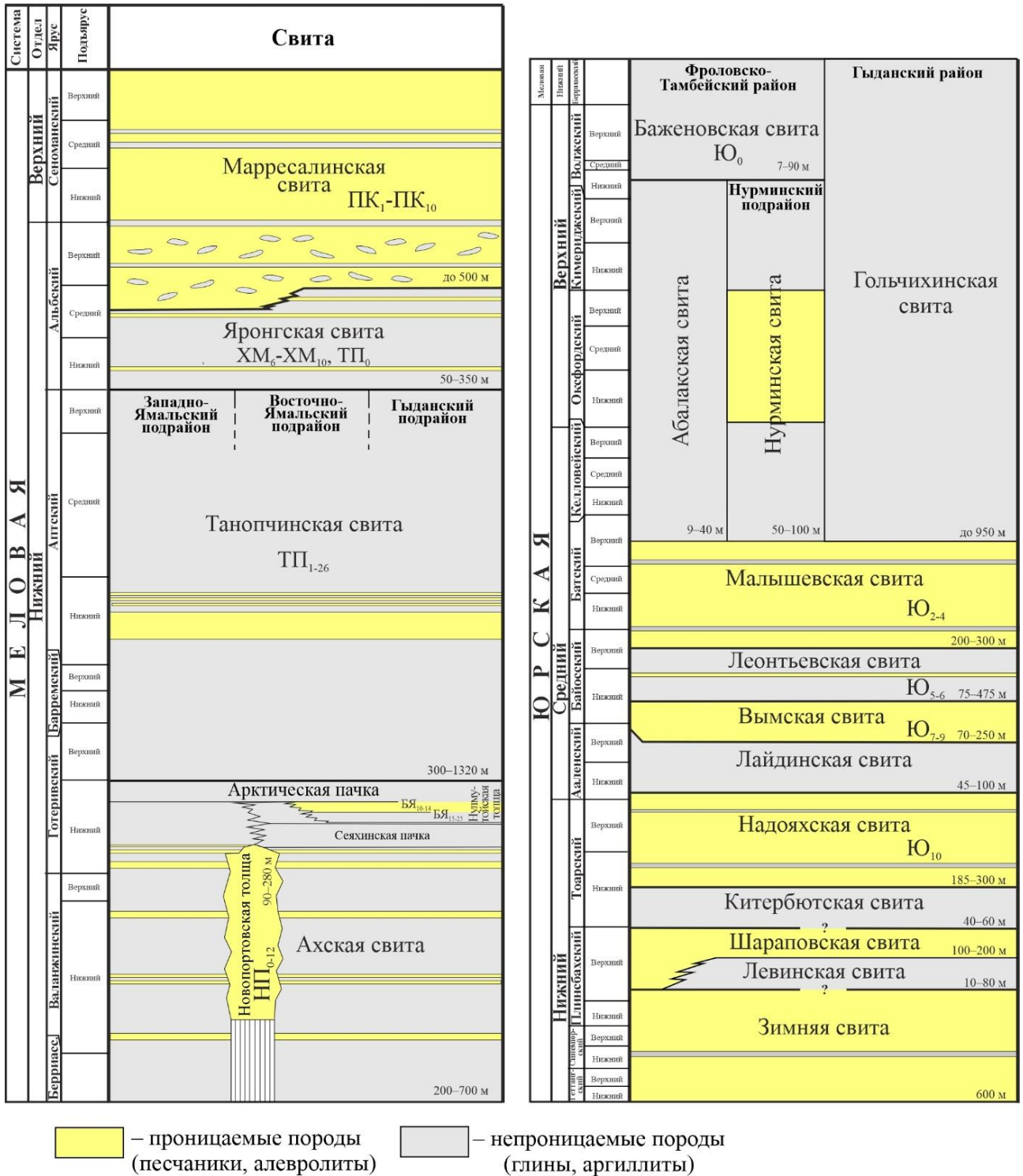


Рисунок 1.4 – Фрагмент региональной стратиграфической схемы юрских и берриас-сеноманских отложений района исследования

Примечание: схема составлена по (Решение..., 2004; Постановления..., 2006) с изменениями по (Скоробогатов и др., 2003; Никитенко, 2009; Кислухин, 2012; Шемин и др., 2015).

В конце позднего плинсбаха произошло обмеление западно-сибирских бассейнов. В этот отрезок времени в условиях мелководного моря накапливались осадки шараповской свиты (поздний плинсбах, мощность 100–200 м)

(Никитенко, 2009; Конторович и др., 2013а). Это серые песчаники и алевролиты с углисто-слюдистым детритом по плоскостям наслоения, с прослоями глин, гальками кварца и кремнистых пород (Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004).

Регрессивный этап в конце позднего плинсбаха сменился повышением уровня моря в раннем тоаре и одной из самых крупных в ранней и средней юре трансгрессий (Шурыгин и др., 2000; Брехунцова, Кислухин, 2001; Конторович и др., 2013а). На севере Западной Сибири установился нормальный морской режим, где в условиях устойчивого морского осадконакопления происходило формирование обогащенных планктонно-водорослевым ОВ тонкоотмученных илов китербютской свиты (ранний тоар) (Конторович и др., 2013а). Она сложена аргиллитоподобными темно-серыми и буровато-серыми породами со слабой битуминозностью и флюидалными текстурами. Ее мощность меняется в пределах от 40 до 60 м (Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004).

В конце раннего тоара произошел подъем территории, который привел к обмелению и опреснению морского бассейна и даже перерывам в осадконакоплении (Брехунцова, Кислухин, 2001; Никитенко, 2009; Конторович и др., 2013а). На севере Западной Сибири в мелководно-морских условиях происходило накопление песчано-алевритовых осадков надояхской свиты (тоар – низы аалена, мощность 18–300 м, пласт Ю₁₀). В ее породах встречается мелкий углистый детрит, гальки кварца и кремнистых пород (Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004).

Ааленское время, на фоне прогибания Западно-Сибирской геосинеклизы, характеризуется очередным повышением уровня сибирских морей – т. е. трансгрессивным этапом развития бассейна, который со второй половины позднего аалена сменяется регрессивным (Никитенко, 2009; Конторович и др., 2013а; Шемин и др., 2016). Глубоководные условия седиментогенеза охватывали большую часть севера Западной Сибири: погруженные участки акватории Карского моря, территории полуостровов Ямал и Гыданский (Шемин и др., 2016). Области размыва существовали только в окраинных частях бассейна. В это время, в соответствии с региональными стратиграфическими схемами

(Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004), в Ямало-Гыданском районе формировались глинистые и алевритистые осадки лайдинской свиты (*аален*, мощность 45–100 м).

Начало байоса характеризуется максимумом морской регрессии и накоплением на севере Западной Сибири мелководно-морских и пребрежно-морских осадков вымской свиты (*поздний аален – ранний байос*, мощность 70–250 м, пласты Ю₇–Ю₉) (Никитенко, 2009; Конторович и др., 2013а). Она сложена разнозернистыми песчаниками, чередующимися с алевролитами и аргиллитами с известковыми разностями и обугленными остатками растительности (Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004).

Во второй половине байоса, с началом очередной кратковременной трансгрессии, произошло углубление морского бассейна и формирование пород леонтьевской свиты (*байос*, мощность до 475 м, пласты Ю₅–Ю₆) (Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004; Никитенко, 2009; Конторович и др., 2013а). Она представлена серыми и буровато-серыми тонкоотмученными глинами и аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов (Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004).

С конца позднего байоса до первой половины позднего бата продолжался регрессивный этап развития морского бассейна. В пределах рассматриваемого района произошло обмеление моря без сокращения его площади, где в условиях мелководного шельфа накапливались песчано-алевритовые осадки малышевской свиты (*байос – бат*, мощность 200–300 м, пласты Ю₂–Ю₄) (Шурыгин и др., 2000; Никитенко, 2009; Конторович и др., 2013а; Шемин и др., 2015, 2016). Она сложена серыми мелкозернистыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами и глинами в виде прослоев и примесей. В породах встречаются растительные остатки и мелкие конкреции угля (Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004).

Верхняя юра и келловейский ярус средней юры

С конца бата – начала келловея, вплоть до изменения тектонического режима в начале мелового периода, огромная территория Западно-Сибирского бассейна (более 1,5 млн км²), включая всю северную его часть, находилась в условиях

обширной морской трансгрессии, кратковременно сменявшейся регрессионными событиями второго порядка (Брехунцова, Кислухин, 2001; Кислухин и др., 2006; Никитенко, 2009; Кислухин, 2012; Конторович и др., 2013а; Шемин и др., 2016). Следовательно, формирование осадочных образований позднее юрского и келловейского возраста происходило в едином морском бассейне, что позволяет рассматривать их совместно. Обломочный материал поступал в бассейн так же, как и в нижнесреднеюрское время, со стороны Полярного Урала (Щучинский выступ) и горного кряжа Пай-Хой. Фауна арктического вида привносилась в бассейн с севера в процессе наступления морских вод во время трансгрессии (Брехунцова, Кислухин, 2001; Кислухин и др., 2006; Никитенко, 2009; Кислухин, 2012). Отложения келловейского яруса и верхней юры северной и центральной частей полуострова Ямал относятся к Фроловско-Тамбейскому литофациальному району, в южной части полуострова обособляются в составе Нурминского подрайона, а на рассматриваемой территории Гыданского полуострова – входят в Гыданский литофациальный район (см. рисунок 1.2 б). Соответственно, осадочные образования этого возрастного интервала представлены разрезами трех типов (см. рисунок 1.4).

Во Фроловско-Тамбейском районе со второй половины позднего бата до первой половины ранневожского времени в глубоководно-морских обстановках накапливались тонкоотмученные глинистые осадки *абалакской свиты* (верхи бата – низы нижневожского подъяруса) (Шурыгин и др., 2000; Конторович и др., 2000, 2013а; Никитенко, 2009). Она сложена темно-серыми, аргиллитоподобными, тонкоотмученными глинами и разделяется на две подсвиты. В верхней могут встречаться конкреции плотных карбонатных пород. Мощность нижней подсвиты 5–20 м, верхней – 4–20 м (Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004).

В Нурминском подрайоне в объеме васюганского и георгиевского горизонтов, толща, соответствующая абалакской свите, имеет трехчленное строение и обособляется как *нурминская свита* (верхи бата – низы нижневожского подъяруса) (Кулахметов и др., 1994; Кислухин и др., 2003;

Бородкин, Брехунцов, 2003; Бородкин и др., 2003). Согласно (Решение..., 2004), ее нижняя (45–50 м) и верхняя (5–15 м) части сложены аргиллитоподобными тонкоотмученными темно-серыми глинами с сидеритовыми конкрециями, а образования оксфорда представлены зеленоватой за счет тонкодисперсного глауконитового материала алевро-песчаной толщей, которую, по результатам изучения керна, выделяют в качестве самостоятельного нефтегазопроискового объекта (Кислухин и др., 2003; Кислухин, 2012). Мощность средней части нурминской свиты составляет 15–40 м.

Абалакская и нурминская свиты перекрываются породами баженовского горизонта. В конце ранневолжского времени позднеюрская трансгрессия достигла своего максимума на территории всего Западно-Сибирского осадочного бассейна. В это время в глубоководно-морских застойных условиях, при низких скоростях седиментации и обилии планктонных форм живых организмов, началось формирование битуминозных глин *баженовской свиты* (*верхи нижневолжского подъяруса – низы берриаса*, мощность 7–90 м), аномально обогащенных ОВ (Решение..., 2004; Никитенко, 2009; Конторович и др., 2013а). На полуострове Ямал свита сложена аргиллитоподобными битуминозными глинами темно-серыми до черного цвета с прослоями радиоляритов, глинистых известняков и, иногда, глауконитом в основании свиты (Решение..., 2004; Кислухин, 2012). В стратиграфических схемах (Решения..., 1991; Шурыгин и др., 2000) и опирающихся на них работах (Скоробогатов и др., 2003; Шемин и др., 2023) в разрезе верхнеюрских образований Ямало-Тюменского района Западной Сибири выделяют даниловскую свиту. Однако данная работа опирается на последние, официально утвержденные стратиграфические схемы (Решение..., 2004) и результаты литолого-фациальных исследований (Кислухин, 2012; Рыжкова и др., 2020), в соответствии с которыми даже в южной части полуострова распространены породы баженовской свиты.

На территории Гыданского структурно-фациального района (см. рисунок 1.2 б) в объеме высюганского, георгиевского и баженовского горизонтов выделяется относительно монотонная алеврито-глинистая толща

морского генезиса – *гольчихинская свита* (*верхи бата – низы берриаса*) мощностью до 950 м (Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004; Никитенко, 2009). В ее битуминозных породах отмечают следы деятельности бактерий и детритофагов, наличие спор и пыльцы наземных растений, растительного детрита и отсутствие признаков пиритизации палиноморф – признаков выраженных застойных условий и сероводородного заражения (Никитенко, 2009). Изменение разреза верхнеюрских образований в широтном направлении происходит постепенно. На западной окраине Гыданского полуострова выделяют единый с Фроловско-Тамбейским районом тип разреза с развитием абалакской и баженовской свит (Кислухин, 2012).

Меловая система

На верхнеюрских толщах района исследования залегают четко дифференцированные меловые образования. Трехчленное строение мелового комплекса на севере Западной Сибири соответствует конкретным этапам седиментации с их определенным набором фаций. Согласно преобладающему мнению (Скоробогатов и др., 2003; Постановления..., 2006; Конторович и др., 2013а), на большей части полуострова меловые отложения согласно перекрывают юрские. Исключение составляет район Новопортовского месторождения, где на выступе фундамента верхнеюрские породы не отлагались в полном объеме или были частично размыты.

Берриас-нижнеаптский комплекс

Отличительной черте берриас-нижнеаптских отложений, а именно их клиноформному строению, за последние десятилетия были посвящены работы многих исследователей: В. Н. Бородкина, В. Ф. Гришкевича, С. В. Ершова, В. А. Казаненкова, Ю. Н. Карогодина, И. В. Кислухина, А. Р. Курчикова, А. Л. Наумова, А. А. Нежданова. Как уже упоминалось ранее, в юрское время режим осадконакопления был некомпенсированный; поступление обломочного материала в бассейн было ограничено, а его накопление происходило в основном на окраинах бассейна. Во внутренних частях преобладало биогенное осадконакопление. В берриасе и валанжине на Сибирской платформе, территории Палеоалтая и Палеоенисейского кряжа начались горообразовательные процессы,

что привело к механическому выветриванию и, как следствие, появлению источников сноса терригенного материала (Казаринов, 1958; Конторович и др., 1971, 1974, 2014). Режим седиментации сменился на лавинный, что при боковом наращивании склона бассейна и регрессии моря привело к формированию мощной косослоистой толщи – клиноформного комплекса Западной Сибири.

Берриас-нижнеаптские отложения района исследования накапливались в условиях регрессирующего относительно глубоководного палеобассейна. По мере проградации береговой линии происходила компенсация бассейна осадками и сокращалась площадь глубокого моря при одновременном расширении мелководных и прибрежных областей. В глубоководных условиях происходило накопление тонкослоистых, слабоуглеродистых конденсированных глин *подачимовской толщи ахской свиты*. Близ подножия аккумулятивного склона формировались отложения глубоководных конусов выноса – песчано-алевритовые клиноформные тела *ачимовской толщи ахской свиты*. Обломочный материал поступал на территорию исследования с востока (Среднесибирская суша) на запад и северо-запад, что привело к образованию клиноформ преимущественно северо-западного падения (Бородкин, Курчиков, 2015; Ершов, 2017). Эти осадочные тела имеют мозаичный характер распространения по территории исследования. В областях мелкого моря формировались отложения аккумулятивного склона, представляющие собой алевритистые линзовидно- и горизонтально-слоистые глины с линзами песчаников, алевролитов с признаками подводно-оползневых дислокаций. Этот комплекс осадков обычно называют *надачимовской толщей*. На подводной возвышенности в районе Новопортовского месторождения происходило формирование песчано-алевритовой *новопортовской толщи*. Поскольку проградация клиноформного комплекса происходила циклически, возникали кратковременные трансгрессии, во время которых формировались региональные пачки глин – *сеяхинская, арктическая* (Ершов и др., 2001; Конторович и др., 2014; Ершов, 2017). На территории полуострова Ямал, согласно палеогеографическим реконструкциям (Маринов и др., 2007;

Конторович и др., 2014), компенсированное заполнение бассейна осадками, в результате которого море обмелело, произошло в готериве – барреме. Началось формирование мелководно-морских, прибрежно-морских, дельтовых и континентальных образований неклиноформного строения, выделяемых в объеме нижней части *танопчинской свиты*. В раннем апте в Западной Сибири существовали две изолированные области мелкого моря. Одна из них располагалась в Ямало-Карском регионе и узкими проливами соединялась с бореальным морем (Конторович и др., 2014; Ершов, 2017). В это время в период максимальной трансгрессии сформировались глины *нейтинской пачки*.

В стратиграфической схеме берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири (Постановления..., 2006) *ахская свита* (пласты БЯ₁₀₋₂₅) в Ямало-Гыданском литофациальном районе выделяется в объеме *от берриаса до верхов нижнего готерива*. Ее кровля в пределах Ямало-Гыданского района показана изохронной и проведена по кровле арктической пачки глин мощностью 18–30 м. При этом в Западно-Ямальском фациальном подрайоне (см. рисунок 1.3 а) *ахская свита* рассматривается как целостная литофациальная единица общей мощностью 200–700 м, сложенная в верхней части кулисообразным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин, в нижней – аргиллитоподобными глинами с редкими прослоями алевролитов и глинистых песчаников с включениями растительного детрита, пиритизированных водорослей и рыб (Постановления..., 2006). В Восточно-Ямальском и Гыданском подрайонах (см. рисунок 1.3 а) в разрезе свиты выделяют три различающиеся по литологическому строению толщи (Постановления..., 2006): *подачимовскую* (мощность 10–20 м), *ачимовскую* (мощность до 150 м) и *надачимовскую* (мощность до 100 м). В юго-восточной части полуострова Ямал в этом объеме выделяется крупная песчано-алевритовая *новопортовская толща* (пласты НП₀₋₁₂). Перекрывает эти отложения *сеяхинская пачка* глин мощностью 80–160 м.

Танопчинская свита (верхи нижнего готерива – апт) согласно перекрывает ахскую и имеет единое строение в пределах района исследования (Постановления..., 2006). Она разделена на две части *нейтинской региональной*

пачкой мощностью 40–80 м в разной степени алевритистых слюдистых серых глин нижнего апта. Поднейтинская часть свиты (пласты ТП₁₃–ТП₂₆) представлена переслаиванием пластов аргиллитов, алевролитов и песчаников мелководно-морского, прибрежно-морского и континентального генезиса (мощность до 450 м). Встречаются редкие прослои бурых углей.

Апт-альб-сеноманский комплекс

Апт-альб-сеноманские отложения района исследования относятся к Полуйско-Ямало-Гыданскому литофациальному району (см. рисунок 1.3 б).

В апте начался регрессивный этап развития морского бассейна и вследствие этого его обмеление. Арктические районы Западной Сибири в аптское время испытывали большее прогибание, и море на севере бассейна сохранилось практически в прежних границах (Конторович и др., 1975; 2014). Здесь, в мелководно-морских условиях, происходило формирование наднейтинской верхней части танопчинской свиты (пласты ТП₁–ТП₁₃). Эта толща представлена переслаиванием алевролитов и серых глин с редкими пластами бурых углей, обильными включениями растительного детрита, обломков древесины и отпечатками флоры, мощностью 100–620 м (Постановления..., 2006).

В альбе произошла смена регрессии морского бассейна на трансгрессию (Конторович и др., 1975; 2014) за счет погружения северных районов Западной Сибири. В результате, в альбское время в Полуйско-Ямало-Гыданском районе в глубоководных морских обстановках, отлагались темно-серые тонкоотмученные глины *яронгской свиты* (*нижний – средний альб*, мощность 50–350 м). Среди глин яронгской свиты встречаются пласты песчаников, алевролитов и растительный детрит (Постановления..., 2006).

В позднем альбе начался регрессивный этап развития осадочного бассейна, что привело к его обмелению и опреснению. На севере Западно-Сибирского моря происходило накопление песчано-алевролитовых осадков *марресалинской свиты* (*альб – сеноман*, мощность до 500 м) (Конторович и др., 1975; 2014). Нижняя часть свиты представлена чередованием мощных пластов песчаников и глин, средняя – глинами и алевролитами с подчиненными прослоями песчаника, верхняя –

песчаниками с маломощными прослоями глин и алевролитов (Постановления..., 2006). Для всего разреза свиты характерно наличие большого количества углефицированных остатков растительности.

Верхнемеловой комплекс (без сеномана)

Отложения верхнего мела (без сеномана) входят в состав Ямало-Уренгойского подрайона Ямало-Тюменского литолого-фациального района, охватывающего всю площадь полуострова (Постановления..., 2006). Разрез представлен преимущественно глинистыми свитами, которые выполняют роль региональных флюидоупоров: кузнецовской (*турон*), березовской (*коньяк – компан*) и ганькинской (*маастрихт*).

Кайнозойская эра

Палеогеновые отложения представлены глинисто-кремнистыми породами, имеющими повсеместно морской генезис. Данная толща является региональной непроницаемой крышкой, которая, вместе с нижележащими верхнемеловыми породами, перекрывает альб-сеноманскую продуктивную толщу. Мощность крышки в сводовых частях локальных структур достигает 500 м и не представляет интереса с точки зрения изучения нефтегазоносности, как и вышележащие неоген-четвертичные отложения (Скоробогатов и др., 2003). Четвертичные отложения сложены, главным образом, глинистыми разностями морского генезиса мощностью 10–100 м. Таким образом, верхнемеловые и кайнозойские глинистые толщи района исследования играют роль региональных флюидоупоров для юрской нефтегазоносной и берриас-сеноманской регионально газоносной частей разреза.

Чередование мощных песчано-алевритовых тел и регионально развитых глинистых толщ, в том числе обогащенных ОВ, предопределило благоприятные литолого-стратиграфические условия для формирования нефтегазоносных резервуаров в осадочном разрезе полуострова Ямал.

1.2. Структурно-тектоническая характеристика фундамента и осадочного чехла

Тектоническое строение района исследования в статическом понимании относится к современным структурным формам литолого-стратиграфических комплексов пород и отдельных литологических тел, сформировавшихся в процессе заполнения седиментационного бассейна осадочным материалом. Основное внимание в данном разделе будет сконцентрировано на описании разноранговых пликативных форм мезозойского осадочного чехла северной части Западно-Сибирской плиты. Вместе с тем глубинная тектоника, т. е. геодинамические процессы, сформировавшие фундамент седиментационного бассейна и приводящие в движение его блоки, контролируют масштабы и особенности осадконакопления и, как следствие, нефтегазоносность территории, что является основанием для ее краткого рассмотрения.

В разные годы изучением тектонического строения осадочного чехла и фундамента Западно-Сибирской плиты занимались С. В. Аглонов, В. С. Бочкарев, Ф. Г. Гурари, О. Г. Жеро, Н. П. Запивалов, А. Э. Конторович, В. А. Конторович, М. Я. Рудкевич, В. С. Сурков и многие другие. В связи с этим в настоящее время существует большое число отличных друг от друга тектонических моделей строения как фундамента плиты, так и ее осадочного чехла. Согласно преобладающему мнению (Конторович и др., 1975; Рудкевич, 1980; Сурков, Жеро, 1981; Сурков и др., 1982; Сурков, Трофимук, 1986; Конторович и др., 1994; Хаин, 2001; Сурков, Смирнов, 2003; Гурари и др., 2005; Бочкарев, Брехунцов, 2015; Куркин, 2019), фундамент Западно-Сибирской мегасинеклизы гетерогенен и состоит из разновозрастных блоков более древних платформ, консолидация которых завершилась к концу перми на заключительном этапе сближения Восточно-Европейской, Сибирской и Казахстанской (Алтай-Таримской) платформ. Если не считать погребенный северо-западный выступ Сибирского кратона, то блоки фундамента представлены преимущественно герцинидами, а также складчатыми системами, срединными и окраинными массивами каледонского и байкальского этапов тектоногенеза (Рисунок 1.5).

Что касается полуострова Ямал и западной части Гыданского полуострова, большинство исследователей сходится во мнении, что осадочный чехол здесь сформирован на позднегерцинском складчатом основании.

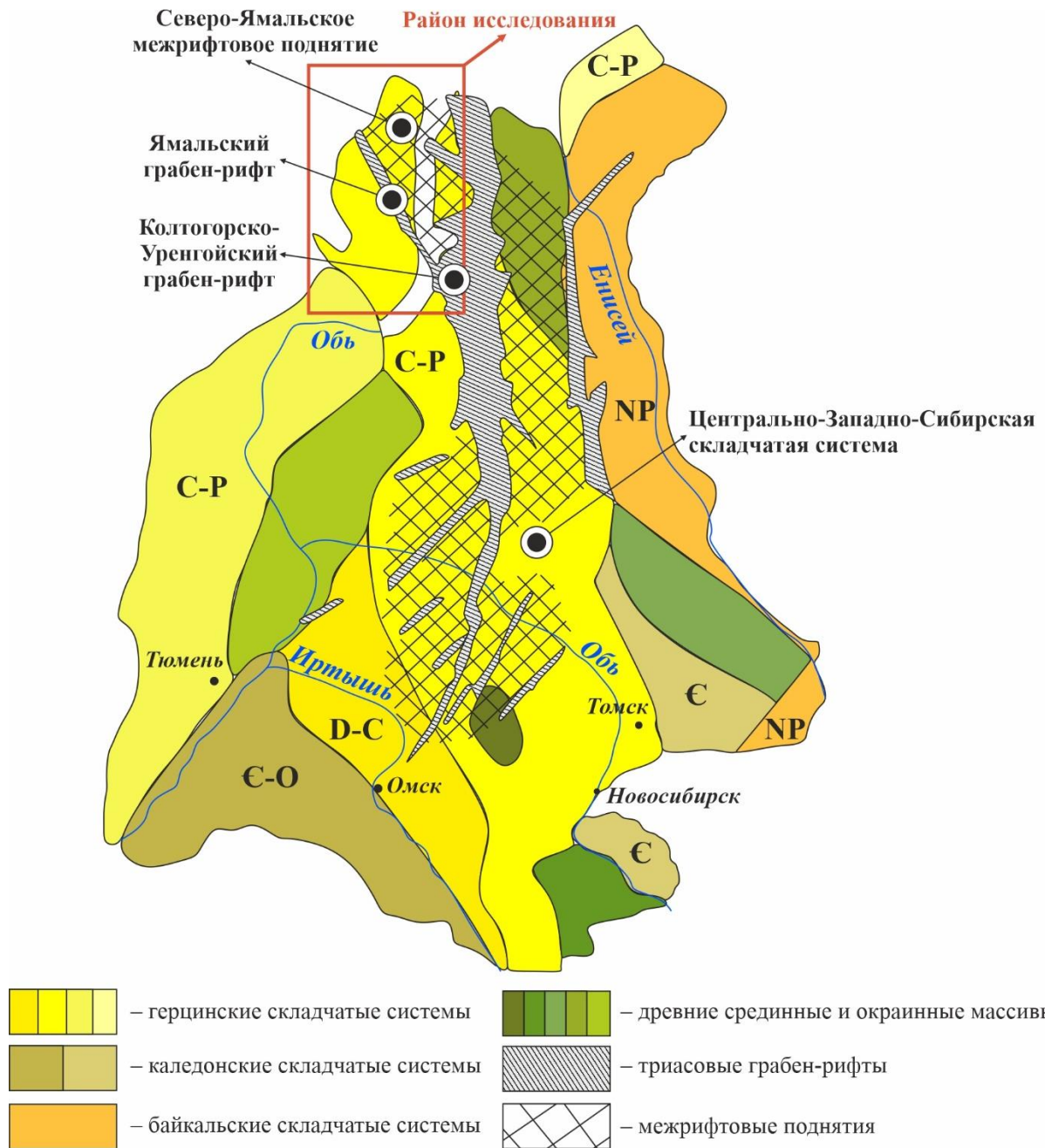


Рисунок 1.5 – Схема тектонического строения доюрского основания Западно-Сибирской плиты
Примечание: схема составлена по (Конторович и др., 1975; Сурков, Жеро, 1981; Хаин, 2001).

На рубеже перми и триаса начался этап широкомасштабного континентального рифтогенеза и формирование промежуточного структурного этажа Западно-Сибирской плиты – сложной сети рифтов, или линейных отрицательных зон, меридионального простирания, которые в рельефе фундамента

выражены глубокими грабенами, ограниченными сбросами (Конторович и др., 1975; Сурков и др., 1982; Аплонов, 1989; Хаин, 2001; Сурков, Смирнов, 2003). В фундаменте Западно-Сибирской плиты по магнитным и гравитационным аномалиям картируется несколько палеорифтовых систем, наиболее крупной из которых является Уренгойско-Колтогорский грабен, простирающийся через всю территорию Западной Сибири с раскрытием на север в Южно-Карскую впадину (см. рисунок 1.5), где его ширина достигает 100 км, а глубина залегания рифтового комплекса – 10 км (Сурков и др., 1982; Рудкевич и др., 1988; Хаин, 2001; Гурари и др., 2005). От Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта, косо к северо-западу, на территорию исследования прослеживается Ямальский грабен. Эти две структуры ограничивают Северо-Ямальское поднятие и обычно объединяются в единую систему – Ямало-Пуровский авлакоген. Грабеновый комплекс отложений, выполняющий погруженные зоны, относят к промежуточному структурному этажу Западно-Сибирского бассейна (Конторович и др., 1975; Рудкевич и др., 1988; Хаин, 2001; Скоробогатов и др., 2003). Он представлен вулканогенно-осадочными/вулканогенными сериями нижнего – среднего триаса и континентальными осадочными образованиями среднего – верхнего триаса (см. раздел 1.1). В позднем триасе осадконакопление вышло за пределы грабенов и положило начало формированию основной части платформенного чехла Западно-Сибирской плиты – юрско-мелового осадочного комплекса. Вместе с тем, согласно результатам сейсмогеологических исследований (Конторович и др., 2017), на территории Ямальской и Гыданской НГО в виде отдельных блоков распространены платформенные отложения палеозойского возраста. Развитие субплатформенных палеозойских отложений в северной части Западно-Сибирского бассейна также упоминается в книге (Рудкевич и др., 1988). Предполагается, что на этом этапе, сначала вследствие остывания и утяжеления астеносферы, а после, в том числе под тяжестью накапливающихся осадков, происходило планомерное опускание доюрского основания плиты (Аплонов, 2000). При этом, несмотря на этапы активизации тектонического режима

в мезозое и кайнозое, которые приводили к формированию дизъюнктивных нарушений и росту антиклиналей, все крупные тектонические элементы района исследования, а также большинство замкнутых положительных структур, развивались унаследованно и прослеживаются от подошвы юрского комплекса до кровли мела (Скоробогатов и др., 2003; Конторович и др., 2017).

Как уже упоминалось ранее, существуют различные схемы тектонического строения платформенного чехла Западной Сибири (Конторович и др., 2001; Скоробогатов и др., 2003; Астафьев, Скоробогатов, 2006; Иванова и др., 2011; Бочкарев, Брехунцов, 2015; Конторович и др., 2017 и др.). В рамках данной работы морфология структурно-тектонических элементов осадочного чехла района исследования описывается по результатам изучения сейсмогеологических мегакомплексов Западной Сибири и структурных построений, проведенных в разные годы научными коллективами ИНГГ СО РАН (Конторович и др., 2001; 2017). В работе (Конторович и др., 2001) опубликована классификация платформенных структур Западной Сибири, которая учитывает традиционные подходы, в частности М. Я. Рудкевича (Рудкевич, 1980; Рудкевич и др., 1988), и позволяет значительно детализировать тектоническое районирование и более точно определить границы структур. Согласно этой классификации, платформенные структуры по относительной амплитуде делятся на положительные, отрицательные и промежуточные; по замкнутости – на замкнутые, незамкнутые и полузамкнутые; внутри этого разделения порядок структур определяется по их площади (Конторович и др., 2001). В соответствии с представленным тектоническим районированием (Рисунок 1.6), территория исследования относится к Ямало-Карской региональной депрессии и по кровле юрского сейсмогеологического мегакомплекса охватывает южную часть Карской мегасинеклизы, западную часть Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы, разделяющую их Южно-Карскую мегаседловину и расположенные на юго-западном обрамлении этих структур Восточно-Пайхойскую моноклизу и Пайхойско-Новоземельскую мегамоноклинали.

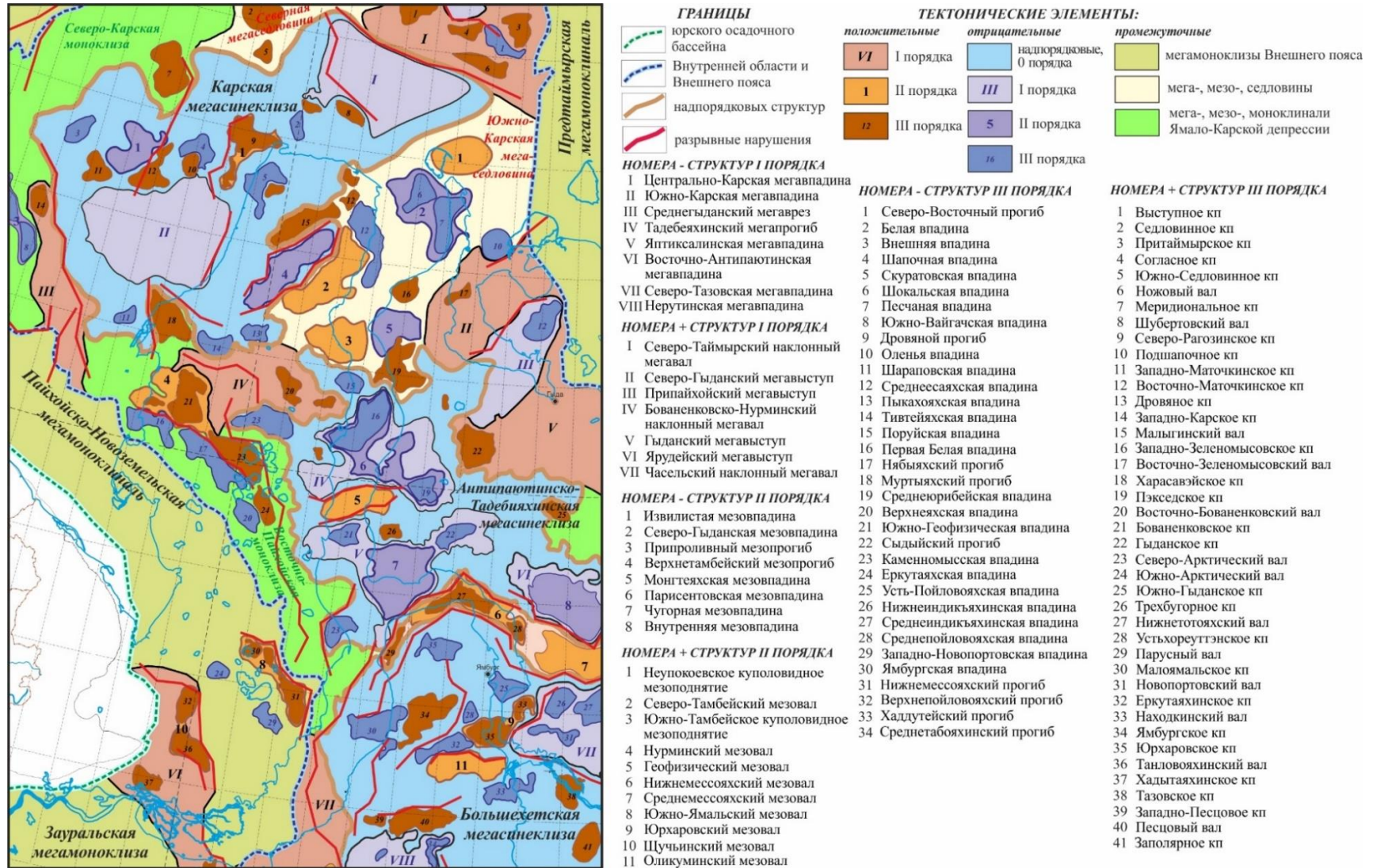


Рисунок 1.6 – Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Примечание: схема приводится по (Конторович и др., 2001).

Мегасинеклизы осложнены отрицательными структурами I порядка: Карская – Центрально-Карской и Южно-Карской мегавпадинами; Антипаютинско-Тадебеяхинская – Тадебеяхинским мегапрогибом, Яптикалинской и Восточно-Антипаютинской мегавпадинами; Большехетская – Северо-Тазовской и Нерутинской мегавпадинами.

Среди положительных тектонических элементов I порядка в районе исследования в первую очередь выделяется осложняющий Южно-Карскую мегаседловину Бованенковско-Нурминский наклонный мезовал, к которому приурочен Нурминский мезовал и ряд структур III порядка (см. рисунок 1.6). Одной из них является Бованенковское куполовидное поднятие, в пределах которого расположено одноименное месторождение – одно из крупнейших газовых гигантов на территории Ямальской НГО (Конторович и др., 1998). Помимо Бованенковского куполовидного поднятия выделяются Восточно-Бованенковский, Северо-Арктический и Южно-Арктический валы. К Южно-Карской мегаседловине также относятся Северо-Тамбейский мезовал, Южно-Тамбейское и Харасавэйское куполовидные мезоподнятия, Малыгинский вал, к которым приурочены одноименные месторождения нефти и газа – одни из самых крупных на полуострове Ямал. В Гыданской части мегаседловины выделяются Западно-Зеленомысовское и Пэкседское куполовидные поднятия, на которых расположены Штормовое и Салмановское (Утреннее) месторождения. На юго-востоке мегаседловины расположены Северо-Гыданский и Гыданский мегавыступы. В западной части Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы в рельефе кровли юры расположен Геофизический мезовал и Трехбугорное куполовидное поднятие, на которых открыты одноименные месторождения. С юга мегасинеклиза ограничена Мессояхской наклонной грядой. На юге полуострова Ямал в пределах Пайхойско-Новоземельской мегамоноклинали обособляется Южно-Ямальский мезовал с осложняющими его Малоямальским куполовидным поднятием и Новопортовским валом с выявленной нефтегазоносностью. В пределах Южно-Ямальского мезовала также

располагается Восходная площадь, обсуждаемая в работе. Поднятия, отвечающие Среднеямальскому, Нурминскому и Ростовцевскому месторождениям, в рельефе кровли баженовской свиты не выделяются.

На подход и классификацию тектонических структур, приведенных в статье (Конторович и др., 2001), опирается более поздняя работа (Конторович и др., 2017), в которой была уточнена и доработана схема тектонического строения арктических территорий и акваторий ЗС НГП по кровле юрского сейсмогеологического мегакомплекса, а также дополнена схемой тектонического строения по кровле апт-альб-сеноманского мегакомплекса. Показано, что от нижних горизонтов к верхним Южно-Карская (Карская по (Конторович и др., 2001)) мегасинеклиза расширяется в южном и северо-восточном направлениях, а Антипаютинско-Тадебияхинская, напротив, уменьшается.

Согласно (Конторович и др., 2017), самой крупной замкнутой положительной структурой Ямало-Гыданской мегаседловины по кровле юрского сейсмогеологического мегакомплекса является Нурминский мегавал (ранее Бованенковско-Нурминский), осложненный тектоническими элементами III порядка – Бованенковским мезоподнятием и Арктическим валом. На первом из них выделяются Крузенштернские локальные поднятия. Северо-восточнее Нурминского мегавала с осложняющими его поднятиями располагается серия сравнительно крупных положительных структур, характеризующихся нефтегазоносностью. Эти структуры соответствуют описанным ранее.

По кровле апт-альб-сеноманского мегакомплекса Бованенковское мезоподнятие осложнено одноименным куполовидным поднятием, Крузенштернской, Южно-Крузенштернской, Харасавэйской и другими локальными структурами, к которым приурочены рассматриваемые месторождения. При этом площадь Бованенковского мезоподнятия по кровле сеномана в 2,5 раза больше в сравнении с площадью структур по кровле баженовской свиты. Арктический мезовал осложнен невыделяющимися по кровле юры Арктическим и Нейтинским локальными поднятиями, в пределах которых находятся изучаемые месторождения. Площадь Арктического мезовала по кровле

сеномана увеличена приблизительно в 2 раза. Северо-Тамбейское, Западно-Тамбейское и Южно-Тамбейское поднятия на схеме тектонического строения по кровле сеномана осложняют Тамбейское куполовидное мезоподнятие. Кроме того, в рельефе кровли апт-альб-сеноманского комплекса выделяется ранее отсутствовавшее в рельефе кровли юры Сядорское локальное поднятие, к которому приурочено одноименное месторождение.

Месторождения района исследования, в соответствии с работой (Конторович и др., 2017), выделяются в пределах локальных поднятий III-IV порядка и относятся к структурам Бованенковского типа, т. е. приурочены к эрозионно-тектоническим выступам фундамента, которые испытывали тенденцию к росту в течение мезозоя и кайнозоя. Очертания структур формировались в юрское и берриас-сеноманское время, после чего происходил унаследованный рост амплитуд и площадей. Стоит отметить, что уже к концу аптского века в рельефе баженовской свиты структуры имели очертания, близкие к современным, а в альб-сеноманское время на фоне общего опускания внутренней области геосинеклизы амплитуды структур уменьшились. Однако после постсеноманской смены направленности тектонических процессов в позднем мелу и кайнозое структуры получили наиболее интенсивное развитие.

Важное значение в формировании нефтегазоносности осадочных бассейнов имеют дизъюнктивные нарушения. Так, на севере ЗС НГП им уделяли внимание многие исследователи (Скоробогатов и др., 2003; Астафьев, Шеин, 2010). Они могли играть роль тектонических экранов или же, наоборот, создавать пути для миграции УВ, увеличивая стратиграфический диапазон нефтегазоносности. Расширение этажа нефтегазоносности представляет особый интерес, так как основная часть залежей УВ Западной Сибири находится в меловых отложениях, а генерацию нефтяных скоплений связывают, главным образом, с юрскими нефтегазопроизводящими толщами, которые перекрыты надежными флюидоупорами – верхнеюрским (баженовская свита), аптским (нейтинская пачка), альб-сеноманским (яронгская свита) и туронским (кузнецовская свита) (Конторович и др., 1975; 2013б; Конторович и др., 2001; 2017).

Дизъюнктивные нарушения на территории Западной Сибири и, в частности, на ее севере в работах (Конторович и др., 1975; 2001) делят на следующие основные типы: 1) сформировавшиеся в берриас-барремское время и секущие юрские и нижнемеловые толщи; 2) сформировавшиеся в позднепалеоценовое время. Первые не могли играть роль проводящих каналов ввиду того, что юрские нефтегазопроизводящие толщи на тот момент еще не достигли главной зоны нефтегазообразования (Соболева, Строганов, 1993; Конторович и др., 2001; Скоробогатов и др., 2003; Конторович и др., 2013б). Коньяк-кайнозойские разломы, наоборот, формировались в момент, когда юрские нефтегазоматеринские породы находились на достаточных глубинах и могли служить каналами для миграции флюидов (Конторович и др., 1975; Конторович и др., 2001). Другие авторы (Скоробогатов и др., 2003) дизъюнктивные нарушения севера ЗС НГП классифицируют в соответствии с пятью основными этапами активизации тектонической активности. А именно, помимо разломов, указанных в работах (Конторович и др., 1975; Конторович и др., 2001), В. А. Скоробогатовым с соавторами выделено еще два класса разломов – триас-раннеюрские и среднеюрские.

На полуострове Ямал закартированы разломные нарушения различного простирания, амплитуд и времени образования (Скоробогатов и др., 2003). Среди рассматриваемых месторождений высокоамплитудные разломные нарушения расположены на Новопортовском, Нейтинском, Бованенковском и Харасавэйском. В рамках дизъюнктивной тектоники наиболее изученным является Новопортовское месторождение (Рисунок 1.7), которое характеризуется интервалом нефтегазоносности от палеозойского основания до сеномана, сложным геологическим строением разреза и его преимущественной нефтеносностью. На месторождении установлены факты активизации тектонических движений после формирования залежей, что способствовало активной вертикальной миграции газообразных и в меньшей степени жидких УВ вплоть до выхода в атмосферу. Отмечается (Скоробогатов и др., 2003), что в присводовой части структуры преобладают разломы с амплитудой до нескольких десятков метров,

а в западной и восточной частях – достигают более 100 м и увеличиваются с глубиной. На месторождении зафиксировано уменьшение мощности многолетнемерзлых пород вдоль по разломам из-за нарушения теплового режима вследствие утечки УВ. Так, выше новопортовской толщи в кровле танопчинской свиты зарегистрировано лишь одно проявление тяжелой остаточной нефти, что нехарактерно для арктических районов Западной Сибири.

Все залежи Нейтинского месторождения приурочены к сводовой части северо-восточного приподнятого блока поднятия, а их флюидалные контакты контролируются дизъюнктивным нарушением, расположенным вдоль оси складки (Рисунок 1.8). Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение характеризуется сложным геологическим строением юрской части разреза за счет наличия секущих эти толщи тектонических нарушений (Рисунок 1.9).

Согласно (Скоробогатов и др., 2003), месторождения Тамбейской группы, Малыгинское, Сядорское, Харасавэйское, Арктическое и другие, рассматриваемые в работе, являются практически ненарушенными, т. е. дизъюнктивные нарушения в разрезе их осадочных толщ представлены малоамплитудными раннеконседиментационными разломами, которые не могли играть роль тектонических экранов или путей миграции УВ. Такие месторождения должны характеризоваться относительно равномерным распределением залежей по разрезу, с соизмеримыми по объему ловушками и запасами по основным продуктивным горизонтам, а нарушенные – наоборот.

Таким образом, в осадочном чехле полуострова Ямал сформированы крупные пологие локальные поднятия, уже к концу аптского века имевшие очертания, близкие к современным, а дизъюнктивные нарушения и термоаномалии имеют локальное распространение, что создает благоприятные структурно-тектонические условия для хорошей нефтегазоносности района исследования.

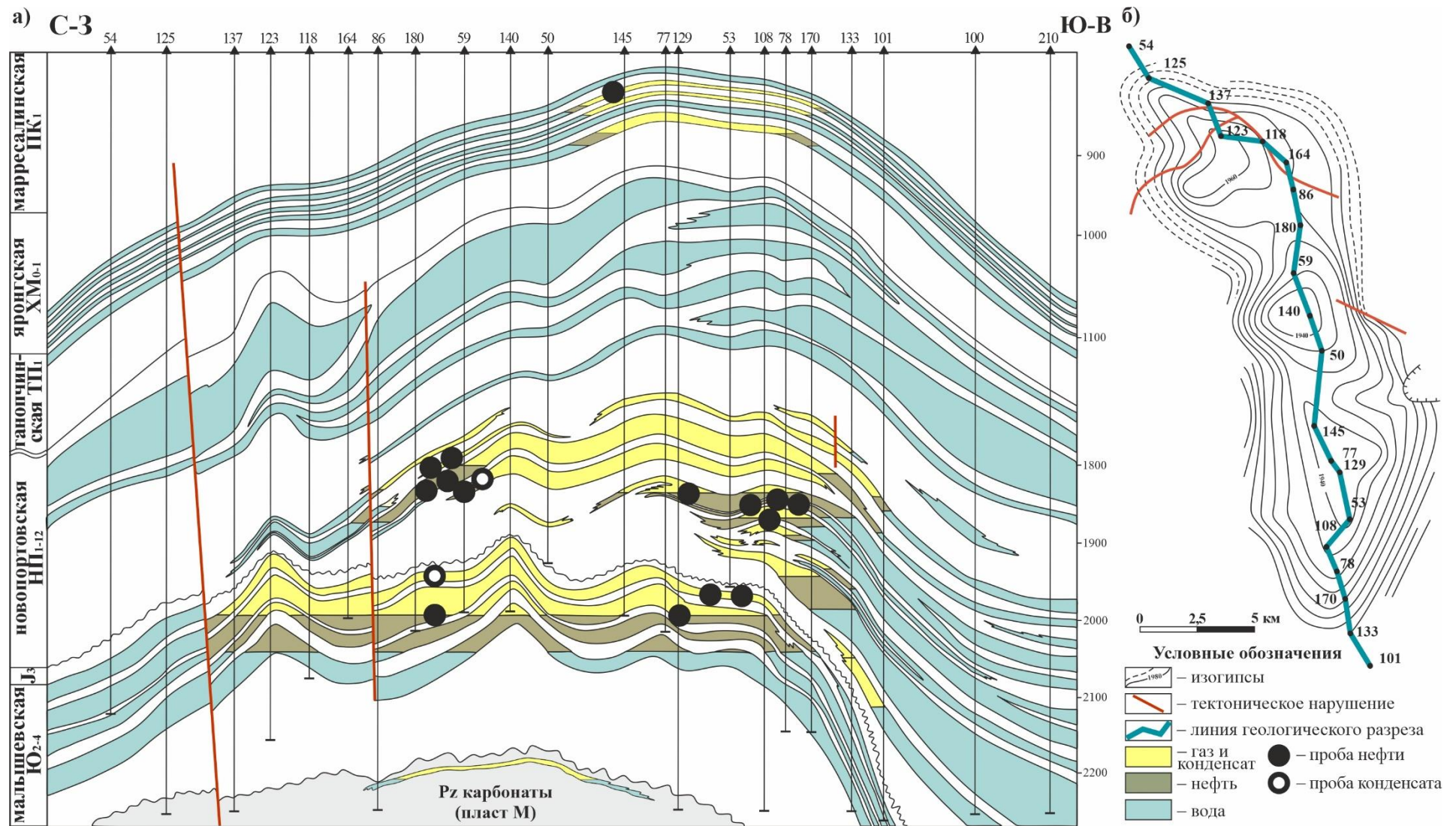


Рисунок 1.7 – Геологическое строение Новопортовского месторождения: а) схематический геологический разрез; б) схематическая структурная карта по кровле малышевской свиты

Примечание: составлено по работам (Скоробогатов и др., 2003; Открытые горизонты, 2005; Кислухин, 2012).

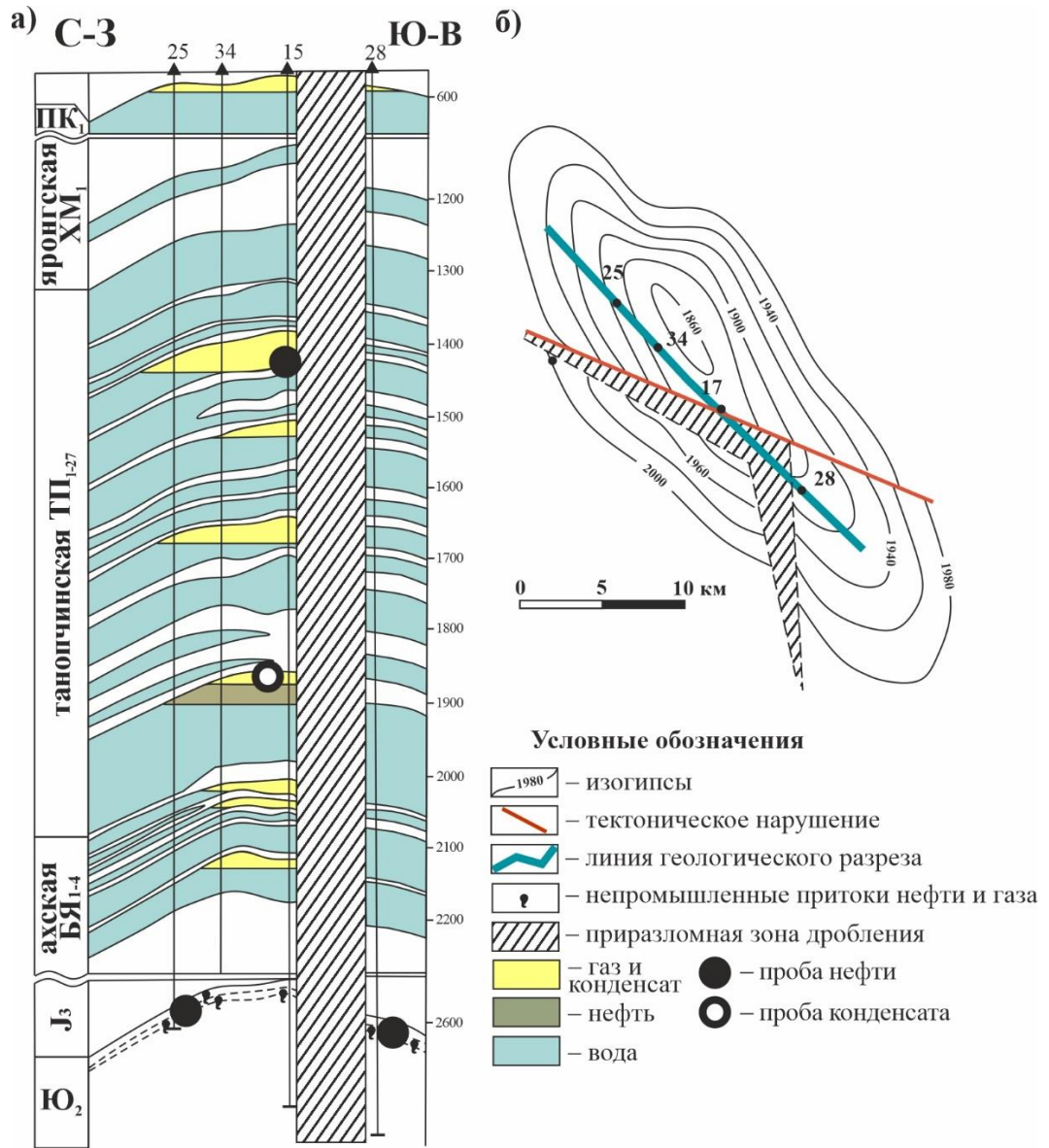


Рисунок 1.8 – Геологическое строение Нейтинского месторождения: а) схематический геологический разрез; б) схематическая структурная карта по кровле пласта ТП₁₉₋₀ танопчинской свиты

Примечание: приводится по (Скоробогатов и др., 2003).

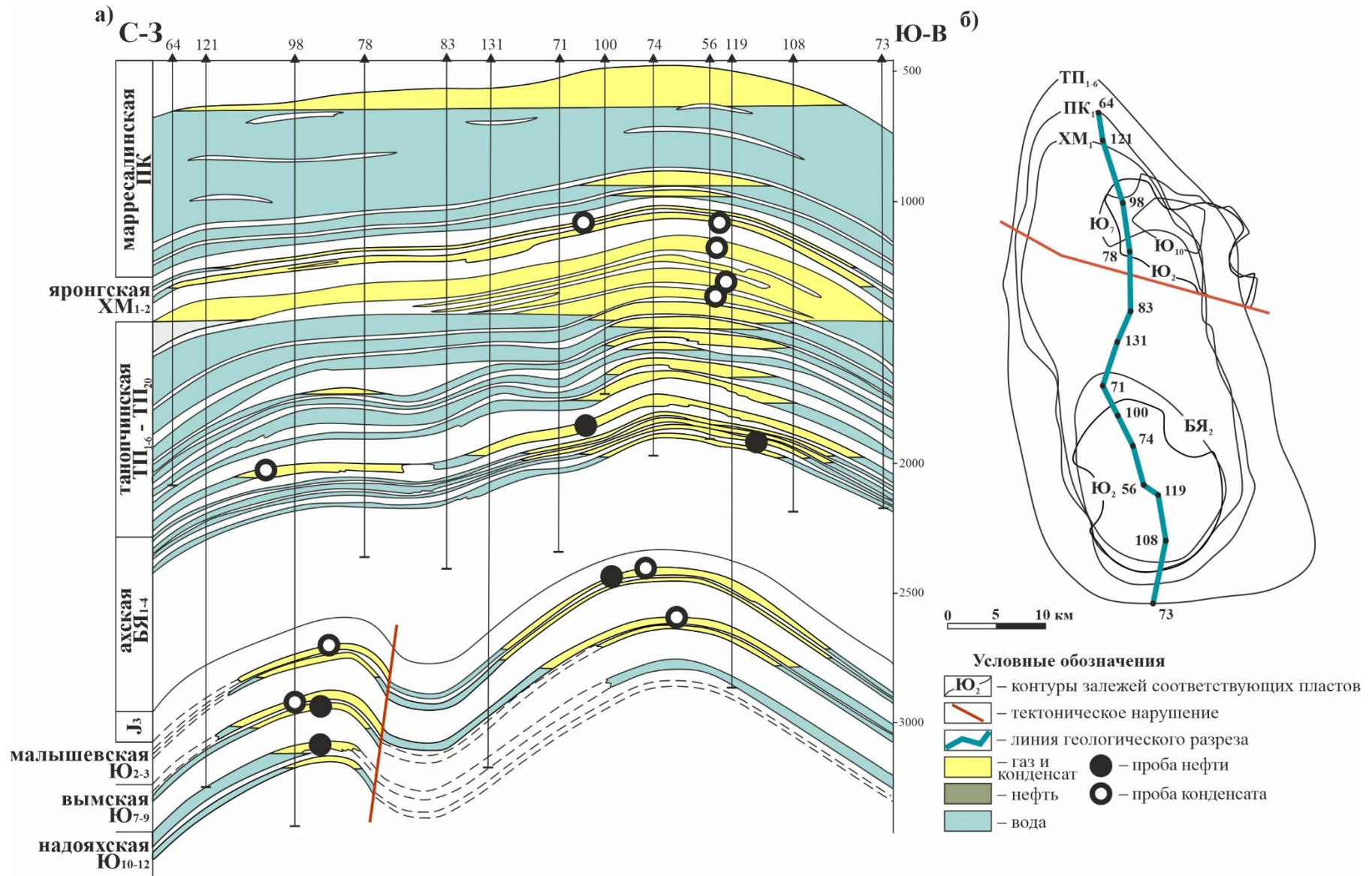


Рисунок 1.9 – Геологическое строение Бованенковского месторождения: а) схематический геологический разрез; б) схема расположения залежей

Примечание: составлено по работам (Скоробогатов и др., 2003; Открытые горизонты, 2005).

1.3. Нефтегазоносность и нефтегазоматеринские толщи – источники углеводородных флюидов полуострова Ямал

Первые разведочные работы на нефть и газ на территории Западно-Сибирского Севера (в бассейнах рек Мессо, Пура и в низовьях Таза) проводились еще в годы Великой Отечественной войны (1943 г.). Однако они, как и первые нефтегазопроисследовательские работы в Среднем Приобье и приуральской части Западной Сибири, имели точечный характер и были направлены на поиск поверхностных нефтегазопроявлений. В этот период по результатам разрозненных маршрутных работ составлена первая обзорная геологическая карта полуострова Ямал, получены первые представления о распространении многолетнемерзлых пород и строении четвертичных отложений. С конца 1940-х гг. геологические исследования недр полуострова стали более целенаправленными и структурированными (Скоробогатов и др., 2003).

В 1952 г. коллективы Всесоюзного аэрогеологического треста, ВСЕГЕИ и Научно-исследовательского института геологии Арктики приступили к геологической съемке на севере Западной Сибири (Герман и др., 1963). В 1960 г. Ямало-Ненецкая экспедиция Тюменского территориального геологического управления развернула на территории Ямала региональные геологоразведочные работы. Были проведены сейсмические исследования и колонковое бурение по западному берегу Обской губы и получен небольшой приток нефти из трещиноватых порфиритов фундамента, вскрытых в сводовой части Верхореченского поднятия (Герман и др., 1963). Так были подтверждены перспективы нефтегазоносности южной части полуострова Ямал, что позволило включить его в число первостепенных районов для поиска нефти и газа. В 1963 г. на юге полуострова были начаты сейсморазведочные работы методом отраженных волн для подтверждения локальных структур Щучьинской зоны. В результате была выявлена и подготовлена к глубокому бурению крупная Новопортовская структура (Скоробогатов и др., 2003).

В 1964 г. открытием Новопортовского месторождения была доказана промышленная нефтегазоносность полуострова Ямал. Были начаты масштабные поисковые работы на более северных локальных структурах полуострова: в 1968 г. было обнаружено Арктическое, в 1970 г. – Нурминское, а к 1974 г. – Бованенковское, Харасавэйское и Южно-Тамбейское месторождения (Открытые горизонты, 2002).

Стоит отметить, что практически все известные месторождения на сухопутной части полуострова Ямал (за исключением БлижнеНовопортовского) были открыты до начала 1990-х гг., а в период с 1990-х по 2000-е гг. поисково-разведочные работы на полуострове проводились в малых объемах и на отдельных площадях, т. е. были практически прекращены (Открытые горизонты, 2002). Доразведка ряда месторождений полуострова с пересчетом запасов возобновилась только в начале 2010-х гг. Изменения текущих запасов газа и нефти региона в период с 1990 по 2018 гг. были связаны с бурением разведочных скважин, но главным образом с переинтерпретацией ранее полученных геолого-геофизических материалов, построением новых моделей месторождений и, как следствие, с уточнением запасов УВ. Это относится к доразведке морских частей Харасавэйского и Крузенштернского месторождений, неокомских и юрских залежей северо-ямальских месторождений (Северо-Тамбейского, Западно-Тамбейского, Тасийского, Малыгинского) и др. В этот период активно велись поисково-разведочные работы на шельфе полуострова, в акватории Обской губы и Карском море, открыты Русановское, Ленинградское, Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Обское месторождения (Открытые горизонты, 2002; Лобусев, 2020).

В настоящее время на территории полуострова Ямал и прилегающей акватории открыто более 30 месторождений УВ-сырья (Рисунок 1.10). Извлекаемые запасы нефти и газового конденсата этого региона составляют более 355,6 и 402,3 млн т, соответственно ($A+B+C_1+C_2$). Разведанные и предварительно оцененные запасы газа достигают 12,8 трлн куб м (Брехунцов и др., 2020). Таким образом, Ямальская НГО является одним из крупнейших районов в мире

по запасам и ресурсам газа (Конторович и др., 1998; Брехунцов и др., 2020; Скоробогатова, 2023). Кроме того, Ямальский регион Западной Сибири отличается от ее центральных районов высокой успешностью открытий и эффективностью освоения: все присводовые поисковые скважины на суше открывали новые месторождения, и все площади на шельфе, введенные в поисково-разведочные работы, оказались продуктивными.

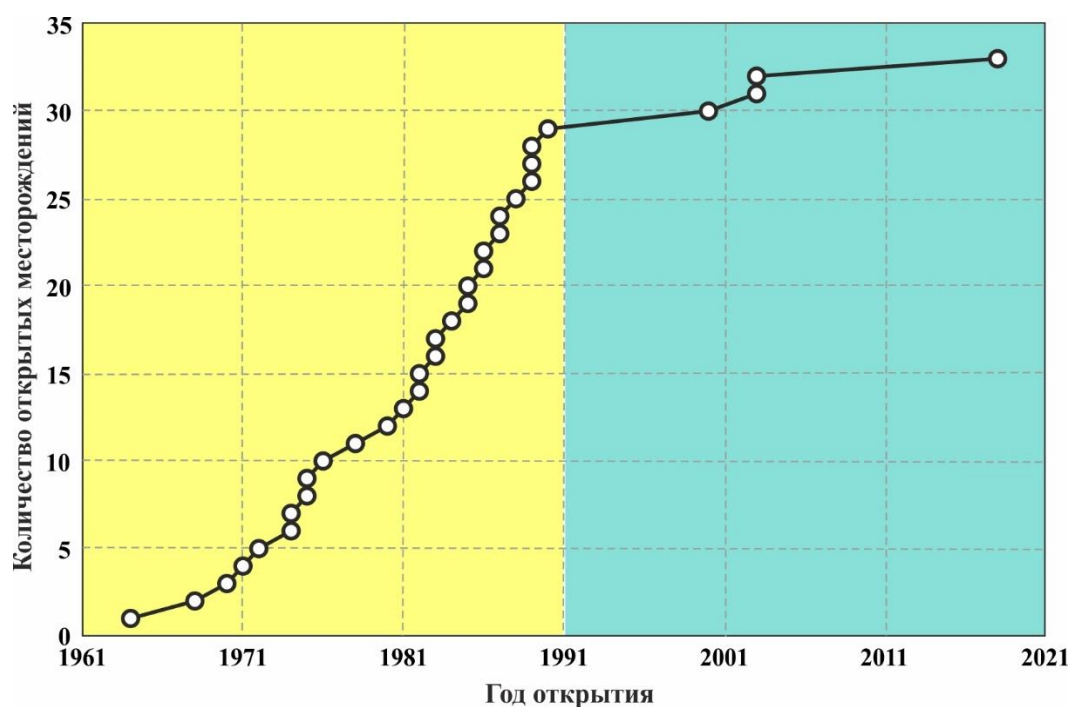


Рисунок 1.10 – Динамика открытия месторождений нефти, газа и газоконденсата на полуострове Ямал

Примечание: составлено по данным (Открытые горизонты, 2002; Лобусев, 2020).

По мере освоения Западной Сибири в целом и изучения нефтегазоносности ее Крайнего Севера, в частности полуострова Ямал, стало известно, что, в отличие от центральных и южных районов, эта часть Западной Сибири является **зоной преимущественного газонакопления**. Среди залежей УВ преобладают газовые и газоконденсатные: лишь на восьми из всех известных месторождений на полуострове Ямал и его шельфе открыты нефтяные и(или) нефтегазоконденсатные залежи (Конторович и др., 1975; Открытые горизонты, 2002; Скоробогатов и др., 2003; Шемин, 2014; Люгай и др., 2017; Лобусев, 2020). При этом данные месторождения связаны преимущественно с высокоамплитудными линейными вытянутыми складками (например,

Уренгойский, Медвежий, Ямбургский, Нурминский, Мессояхский, Еты-Пурский, Вынгапурский, Варьеганский валы) (Конторович и др., 1975; Открытые горизонты, 2002; Скоробогатов и др., 2003; Шемин, 2014; Люгай и др., 2017; Лобусев, 2020). Для мезозойского нефтегазоносного разреза полуострова Ямал отмечается *приуроченность залежей к замкнутым антиклинальным структурам* с большим числом сводовых и структурно-литологических ловушек и преимущественно *нормальный вертикально-катагенетический ряд скоплений УВ* (Скоробогатов и др., 2003; Казаненков и др., 2014).

В настоящее время нефтегазоносность на полуострове Ямал установлена в диапазоне от сеномана до кровли доюрского основания (на Бованенковском и Новопортовском месторождениях). Скопления УВ открыты на глубинах от 412 м (ПК₁ на Новопортовском месторождении) до 4000 м (Ю₉ на Южно-Тамбейском месторождении) (Воронов и др., 1997; Разработка геологической..., 1999ф; Скоробогатов и др., 2003; Клещев, Шеин, 2010; Куркин, 2019; Чернов и др., 2023). В осадочном разрезе НГП принято выделять нефтегазоносные комплексы (НГК), которые в отечественной практике рассматриваются как ассоциации близких по строению пластов и продуктивных горизонтов, имеющих региональное распространение и перекрытых региональной/субрегиональной покрывками (Конторович и др., 1981). Так, в Западной Сибири и Ямальской НГО, в частности, выделяются: доюрский, ниже- и среднеюрский, неокомский, аптский и альб-сеноманский НГК (Конторович и др., 1975; Конторович и др., 1998; Соин, 2010; Люгай и др., 2017).

Газоносность сеноманского НГК установлена на 26 из 33 открытых на полуострове Ямал и в акватории Карского моря месторождениях. Далее по количеству продуктивных месторождений следует аптский (на 17 из 33), неокомский (на 13), альбский (на 13) и нижнесреднеюрский (на 7) НГК (Конторович и др., 1975; Конторович и др., 1998; Открытые горизонты, 2002; Скоробогатов и др., 2003; Люгай и др., 2017; Лобусев, 2020; Брехунцов и др., 2020; Скоробогатова, 2023). Основные запасы условных УВ в Ямальской и Гыданской НГО (Казаненков и др., 2014; Конторович и др., 2023), в свою очередь,

сконцентрированы в аптском НГК (34,8 %), незначительно уступают по запасам сеноманский (22,8 %) и неокомский (20,2 %), далее следуют альбский (14,4 %), юрский (7,4 %) и палеозойский (0,4 %) НГК. Вместе с тем следует отметить, что низкая установленная нефтегазоносность нижнесреднеюрских, а также палеозойских отложений полуострова Ямал связана, в том числе, с их меньшей изученностью. В настоящее время эти интервалы рассматриваются многими исследователями как первоочередные перспективные объекты для геологического изучения и прироста запасов УВ-сырья в регионе (Воронов и др., 1997; Куркин, 2019; Брехунцов, 2020; Зинатуллина, 2022).

Как известно, одним из обязательных условий нефтегазоносности осадочного бассейна является присутствие в его разрезе *НГМТ*, которые в определенных геологических обстановках способны производить УВ-флюиды. Потенциал этих пород к генерации УВ и ее масштабы определяются качеством и количеством fossilized в них ОВ, а условия его катагенеза – геологическими обстановками. Концентрацию ОВ в породе оценивают по содержанию в ней органического углерода ($C_{орг}$) (Корчагина, Четверикова, 1980; Гусева, Соболева, 1989; Богородская и др., 2005). Качество ОВ, т. е. нефтегазогенерационный потенциал, является функцией молекулярной структуры, которая определяется его фациально-генетическим типом ($\delta^{13}C$, молекулярно-битуминологические и пиролитические данные). Основные геохимические характеристики юрско-меловых пород района исследования и содержащегося в них ОВ изложены в аналитическом обзоре (Фурсенко и др., 2021) и представлены в (Таблица 1.1). В данном обобщении и далее в работе стадии катагенеза ОВ и его генетические типы приводятся по шкале (1976) и классификации (1984), предложенным А. Э. Конторовичем и принятым в научной школе ИНГГ СО РАН «Фундаментальные и прикладные проблемы геологии нефти и газа». В соответствии с этой типизацией, ОВ осадочных бассейнов по происхождению делится на: аквагенное – генетически связанное с гидробионтами, т. е. планктонно-водорослевое, планктонно-бактериогенное, бентосогенное (I и II типы по публикациям европейских и американских геохимиков), которое можно

разделить на ОВ озерных (I) и морских (II) фаций; террагенное – генетически связанное с аэробактериями, т. е. высшей наземной растительностью (III и IV типы). Смешанным ОВ (II–III/III–II типы) называют промежуточные разновидности (террагенно-аквагенные и аквагенно-террагенные), образованные биопродуцентами как морского, так и континентального происхождения. В связи с представлениями о палеофациальных и геохимических особенностях формирования осадочных толщ на севере Западной Сибири, в контексте данного исследования под «аквагенным ОВ» понимается аквагенное ОВ морских фаций.

Вместе с тем формирование в осадочных толщах промышленных залежей УВ-флюидов – процесс многоаспектный, который не сводится к существованию в разрезе производящих толщ, а контролируется также возможностями аккумуляции генерированных флюидов, что подробно рассмотрено в рамках бассейнового моделирования процессов нефтегенеза на севере ЗС НГП в работах (Конторович и др., 2013б; Дешин и др., 2017; Дешин, Бурштейн, 2018).

Основными нефтематеринскими свитами на севере ЗС НГП, подобно южным районам, считают верхнеюрскую баженовскую свиту и верхнюю часть гольчихинской свиты на востоке Гыданского полуострова (Конторович и др., 1975; 1994; 2013а; Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006). Эти толщи обогащены преимущественно аквагенным ОВ, зрелость которого (Фомин, 2011) находится на уровне от главной зоны нефтеобразования (ГЗН) до начала глубинной зоны газообразования (ГЗГ). В отличие от классической баженовской свиты, локализованной в центральных районах Западной Сибири, для верхнеюрского нефтематеринского ОВ арктических районов ЗС НГП отмечают примесь террагенного ОВ в его составе и признаки более окислительных обстановок диагенеза. Нефти и конденсаты, генетически связанные с этими верхнеюрскими нефтегазоматеринскими породами, аккумулярованы главным образом в залежах нижнего мела. Согласно результатам бассейнового моделирования, описанным в работе (Конторович и др., 2013б), 57 % жидких и более 25 % газообразных УВ поступило в эти залежи из верхнеюрских материнских пород. В составе нижнесреднеюрских отложений к нефтематеринским относят зимнюю,

шараповскую, китербютскую, лайдинскую и малышевскую свиты, обогащенные смешанным, прослоями – аквагенным, зрелым ОВ (Воробьева и др., 1992; Chakhmakhchev et al., 1994; Чахмахчев и др., 1995; Конторович и др., 2013б; Fursenko, Kim, 2019). С этими толщами связывают нефти и конденсаты, локализованные как в юрских, так и меловых толщах района исследования. По оценкам (Конторович и др., 2013б), около 40 % нефти Ямало-Гыданского района генерировано нижнесреднеюрскими породами. В качестве потенциально нефтематеринских толщ рассматривают также обогащенные смешанным и, в отдельных прослоях, аквагенным, ОВ верхнеюрские абалакскую, нурминскую и нижнемеловую ахскую свиты, генерационные свойства которых изучены относительно слабо.

В качестве газоматеринских пород изучаемого района рассматривается практически весь юрско-меловой интервал осадочных отложений. Одним из основных источников газообразных УВ считаются нижнесреднеюрские толщи, обогащенные высокопреобразованным террагенным ОВ – вымская, леонтьевская и малышевская свиты (Конторович и др., 1994; 2013б; Фомин, 2011; Ступакова и др., 2014). Несмотря на невысокий современный газогенерационный потенциал, существенные суммарные мощности тонкозернистых пород нижней и средней юры могли генерировать значительные объемы УВ-флюидов. В соответствии с расчетами, изложенными в (Конторович и др., 2013б), в юрско-меловые залежи Ямало-Гыданского района из нижнесреднеюрских пород поступило более 70 % аккумулярованных в них УВ-газов.

Таблица 1.1 – Геохимическая характеристика юрско-меловых пород района исследования

Свита (возраст вмещающих отложений)	Параметр				Геохимическая интерпретация	Ссылка(и)
	С _{орг} , % на породу	Данные пиролиза: HI, T _{max}	δ ¹³ C _{орг} , ‰	Соотношения УВ состава		
1	2	3	4	5	6	7
Яронгская, маррессалинская (K _{1al} -K _{2c})	1–4 до 6 на севере.	н/д	н/д	н/д	Террагенный генотип (углистое ОБ), низкий преимущественно газогенерационный потенциал. Низкая зрелость ОБ (ПК ₃).	Конторович и др., 1975, 1994; 2013б; Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006; Ульянов, 2011
Танопчинская (K _{1b-a})	0,3–3,0 до 15 в углистых породах (Утреннее Салмановское, Геофизическое).	HI ~ 200 до 450 мг УВ/г С _{орг} в углистых породах; T _{max} 425–447 °С.	н/д	Максимум распределения н-алканов на C ₂₈ –C ₃₃ ; пристан/фитан 2–3; стераны C ₂₉ /C ₂₇ ~ 1; диагопан C ₃₀ /(гопан C ₃₀ +моретан C ₃₀) 0,7–0,8; Стераны C ₂₉ : 20S/(20S+20R) 0,2–0,3, ββ/(ββ+αα) 0,3; гопаны C ₃₁ : 22S/(22S+22R) 0,4; Ts/Tm 1,0–1,4; CPI >> 1; MPI 0,5–0,6; MPR 0,6–0,7; TAC C ₂₀ /(TAC C ₂₀ +TAC C ₂₈) 0,3–0,4.	Террагенный генотип (углистое ОБ), высокий газогенерационный потенциал. Катагенез от ПК ₁ , в погруженных зонах ПК ₃ –МК ₁ ¹ – достигли ГЗН. Образование раннекатагенных УВ-газов.	Конторович и др., 1994; Чахмахчев и др., 1995; Скоробогатов и др., 2003; Ульянов, 2011; Ступакова и др., 2014; Афанасенков и др., 2018
Ахская (K _{1b-h})	в основном < 1, в аргиллитах нижней части до 4.	HI < 200 мг УВ/г С _{орг} , до 462 в аргиллитах K _{1b} с высоким С _{орг} ; T _{max} 432–457 °С.	н/д	н/д	Террагенный и смешанный (с преобладанием террагенного) генотип ОБ. Невысокий главным образом газогенерационный потенциал. Катагенез от ПК ₃ до МК ₁ ¹ –МК ₂ в погруженных зонах – достигли ГЗН.	Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006; Ульянов, 2011; Ступакова и др., 2014; Афанасенков и др., 2018
Баженовская (J _{3v})	0,8–7,0 уменьшается на север и северо- запад.	HI 147–305 до > 500 мг УВ/г С _{орг} ; T _{max} 440–460 °С.	–27,5...– 30	Пристан/фитан 2,6; стераны C ₂₉ /C ₂₇ 0,6; CPI 1,1; диагопан C ₃₀ /(гопан C ₃₀ +моретан C ₃₀) 0,9; Ts/Tm 0,5; стераны C ₂₉ : 20S/(20S+20R) 0,51, ββ/(ββ+αα) 0,48; гомогопаны C ₃₁ : 22S/(22S+22R) 0,6; MPI 0,7; MPR 0,8; TAC C ₂₀ /(TAC C ₂₀ +TAC C ₂₈) 0,7.	Аквагенный генотип ОБ в прослоях с примесью террагенного. Катагенез на уровне МК ₂ –МК ₃ ¹ (ГЗН, в погруженных участках завершающая стадия нефтеобразования).	Лопатин и др., 1987; Чахмахчев и др., 1995; Скоробогатов, Строганов, 2006; Ульянов, 2011; Ступакова и др., 2014; Дешин и др., 2017; Дешин, Бурштейн, 2018; Конторович и др., 2018, 2019; Samoilenko et al., 2019

Таблица 1.1 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7
Гольчихинская (J ₃) Гыданский полуостров	В среднем 0,24–1,80 до 7; в.ч. обогащена по сравнению с н.ч.	НИ 35–194 мг УВ/г C _{орг} (до 400 в в.ч.); T _{max} 429–449 до 460–488 °С в н.ч.	В.ч. –31...–30. Н.ч. –25...–24.	В.ч.: пристан/фитан 1,9–3,6; стераны C ₂₉ /C ₂₇ ~ 1; I _{TC} < 1; ГГ C ₃₅ /C ₃₄ 0,4–0,7. Н.ч.: пристан/фитан 3,5–4,7; стераны C ₂₉ /C ₂₇ ≥ 1; I _{TC} ≥ 1; ГГ C ₃₅ /C ₃₄ 0,4–0,5.	В.ч. свиты (аквагенное ОВ) имеет высокий нефтегенерационный потенциал ; накопление происходило в слабо восстановительных условиях; зрелость –ГЗН. Н.ч. свиты обогащена окисленным террагенным ОВ, находится в конце ГЗН, а в погруженных районах – в ГЗГ.	Скоробогатов, Строганов, 2006; Родченко, 2016; Шадрина и др., 2018; Афанасенков и др., 2018; Гордадзе и др., 2019
Абалакская, нурминская (J ₂₋₃)	0,4–1,2 до 6,5.	НИ 20–190 мг УВ/г C _{орг} ; T _{max} 430–455 до 482 °С (Харасавэйское и Восточно- Харасавэйское).	н/д	н/д	Смешанный генотип ОВ. Потенциально НГМТ. Катагенез на уровне от МК ₁ ¹ до МК ₃ ¹ , увеличивается на северо-запад (главным образом, ГЗН).	Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006; Ульянов, 2011; Соболева и др., 2019
Мальшевская (J _{2b})	0,5–9,5, в среднем 2,5–3,5.	НИ главным образом < 180 мг УВ/г C _{орг} в богатых C _{орг} прослоях >> 200; T _{max} 440–480 °С, на юге Ямала 424–430 °С.	н/д	Пристан/фитан 1,5–4,0; стераны C ₂₉ /C ₂₇ 1,6–1,7; CPI ≈ 1; Ts/Tm 0,9–1,7.	Террагенный и смешанный генотип ОВ (прослой с аквагенным ОВ). Высокий нефтегазогенерационный потенциал. Катагенез на уровне МК ₂ , завершающая стадия нефтеобразования, в погруженных участках – начало ГЗГ. На юге п-ва Ямал наименее зрелое ОВ.	Лопатин и др., 1992; Скоробогатов и др., 2003; Гурари и др., 2005; Попов, Исаев, 2011; Ульянов, 2011; Конторович и др., 2013а, 2013б; Дешин и др., 2017; Дешин, Бурштейн, 2018; Афанасенков и др., 2018
Леонтьевская (J _{2b})	0,5–3,0.	НИ < 220 мг УВ/г C _{орг} ; T _{max} 430–475 °С.	н/д	Пристан/фитан > 2; стераны C ₂₉ /C ₂₇ 0,7; CPI 1,1; Ts/Tm 0,9; стераны C ₂₉ : 20S/(20S+20R) 0,5, ββ/(ββ+αα) 0,5; MPI 0,8; MPR 1; TAC C ₂₀ /(TAC C ₂₀ +TAC C ₂₈) 0,9.	Террагенный и смешанный генотип ОВ, частично реализованный газо- и нефтегенерационный потенциал . Уровень катагенеза увеличивается к северу от МК ₁ ¹ (Новопортовское) до МК ₃ ¹ (Харасавэйское).	Чахмахчев и др., 1995; Гурари и др., 2005; Ульянов, 2011; Бостриков, Ларичев, 2016; Афанасенков и др., 2018; Соболева и др., 2019
Вымская (J _{2b})	1,6–9,3, в среднем 3,8.	НИ < 240 мг УВ/г C _{орг} ; T _{max} 451–510 °С.	н/д	Пристан/фитан 1,3; стераны C ₂₉ /C ₂₇ 1,2; CPI ≈ 1; Ts/Tm 0,6 (скв. Харасавэйская-103).	Смешанный и террагенный генотип ОВ, невысокий, частично реализованный преимущественно газогенерационный потенциал . На севере п-ва Ямал (скв. Харасавэйская-103) аквагенное ОВ, реализованный нефтегазогенерационный потенциал .	Лопатин и др., 1992; Скоробогатов и др., 2003; Гурари и др., 2005; Афанасенков и др., 2018; Шадрина и др., 2018

Таблица 1.1 (окончание)

1	2	3	4	5	6	7
Лайдинская (J _{2a})	0,5–2,4, в среднем 1,5– 1,9.	HI < 240 мг УВ/г C _{орг} ; T _{max} 445–500 °С.	н/д	Пристан/фитан 1,3–1,9.	Террагенный и смешанный генотип ОВ, невысокий нефтегазогенерационный потенциал. Катагенез на уровне МК ₂ –МК ₃ ¹ , завершающая стадия нефтегенерации, в погруженных зонах – ГЗГ.	Ульянов, 2011; Бостриков, Ларичев, 2016; Соболева и др., 2019
Надояхская (J _{1t})	0,7–1,9, в среднем 1,7.	HI 20 мг УВ/г C _{орг} ; T _{max} 536 °С (скв. Харасавэйская- 103).	н/д	Пристан/фитан 1,4; стераны C ₂₉ /C ₂₇ 1,2; CPI ≈ 1; Ts/Tm 0,8; (скв. Харасавэйская-103).	Смешанный генотип ОВ с преобладанием террагенного ОВ. Катагенез на уровне завершающей стадии нефтегенерации. На севере по-ва Ямал (скв. Харасавэйская-103) преобладание аквагенного ОВ с реализованным нефтегазогенерационным потенциалом.	Скоробогатов и др., 2003; Гурари и др., 2005; Ульянов, 2011
Китербютская (J _{1t})	0,4–5,2, в среднем 1,7.	HI 50–180 мг УВ/г C _{орг} ; T _{max} 445–470 °С.	–28...– 26	н/д	Смешанный генотип ОВ со значительной долей аквагенного ОВ. Реализованный нефтегазогенерационный потенциал. Катагенез на уровне МК ₂ , в погруженных зонах до МК ₃ ¹ (главным образом ГЗГ).	Конторович и др., 1994; Гурари и др., 2005; Ульянов, 2011; Бостриков, Ларичев, 2016; Афанасенков и др., 2018; Соболева и др., 2019
Шараповская (J _{1p})	0,3–1,6, в среднем 1,3.	HI < 60 мг УВ/г C _{орг} ; T _{max} до 480 °С.	н/д	Пристан/фитан 1,0–1,6; стераны C ₂₉ /C ₂₇ 1,0–1,2; CPI ≈ 1; Ts/Tm 1,1–1,2 (скв. Восточно- Бованенковская-11).	Смешанный генотип ОВ, прослоями с преобладанием аквагенной составляющей (скв. Восточно-Бованенковская-11). Нефтегенерационный потенциал исчерпан. Невысокий преимущественно газогенерационный потенциал. Катагенез на уровне МК ₂ –МК ₃ ² (главным образом ГЗГ).	Скоробогатов и др., 2003; Гурари и др., 2005; Ульянов, 2011
Левинская (J _{1p})	0,2–1,5, в среднем 1,1.	HI 30–100 мг УВ/г C _{орг} ; T _{max} 455–480 °С.	н/д	Максимум распределения н- алканов на C ₂₁ –C ₂₃ .	Террагенный генотип ОВ. Невысокий газогенерационный потенциал. Катагенез на уровне МК ₃ ² (ГЗГ).	Гурари и др., 2005; Ульянов, 2011; Бостриков, Ларичев, 2016; Соболева и др., 2019
Зимняя (J _{1p})	0,3–1,7, в среднем 1,3.	н/д	н/д	н/д	Смешанный, с преобладанием аквагенного, генотип ОВ. Нефтегенерационный потенциал исчерпан. Катагенез на уровне МК ₃ ² (ГЗГ).	Гурари и др., 2005; Конторович и др., 2013а

Примечание: обобщение опубликовано в работе (Фурсенко и др., 2021); в.ч. – верхняя часть; н.ч. – нижняя часть; ГЗН – главная зона нефтеобразования; ГЗГ – глубинная зона газообразования; Гг – гомогопаны; ТАС – триароматические стероиды; н/д – нет данных; $CPI = 0.5 \cdot [(\sum \text{н-алканы } C_{25, 27, 29, 31, 33} / \sum \text{н-алканы } C_{26, 28, 30, 32, 34}) + (\sum \text{н-алканы } C_{25, 27, 29, 31, 33} / \sum \text{н-алканы } C_{24, 26, 28, 30, 32})]$; $Ts/Tm = 18\alpha\text{-}22,29,30\text{-триснорнеогопан} / 17\alpha\text{-}22,29,30\text{-трисноргопан}$; $MPI = (3\text{-метил-} + 2\text{-метилфенантрен}) / (9\text{-метил-} + 1\text{-метилфенантрен})$; $MPR = 2\text{-метил-} / 1\text{-метилфенантрен}$. Стадии катагенеза приводятся в соответствии с работой (Конторович, 1976).

Нижнемеловые ахская и танопчинская свиты в районе исследования характеризуются средним содержанием $C_{орг}$ на уровне 2 %, при этом в разрезе распространены углистые аргиллиты, в которых $C_{орг}$ достигает 15 %. По данным пиролиза, ИСУ и молекулярных исследований, в составе исходного, слабопреобразованного ОБ преобладает террагенная составляющая (Скоробогатов и др., 2003; Чахмахчев и др., 1995; Katz et al., 2003; Афанасенков и др., 2018). Несмотря на то, что в наиболее погруженных частях нижнемеловые отложения достигли ГЗН, в большинстве исследований отмечается, что значительных количеств жидких УВ генерировать они не могли. Высокий газогенерационный потенциал ахской и танопчинской свит мог способствовать образованию раннекатагенного газа. Геохимия вышезалегающих альб-сеноманских яронгской и марресалинской свит в опубликованных работах охарактеризована очень слабо. Отмечаются довольно высокие значения $C_{орг}$ в этих породах, увеличивающиеся к северу, террагенный генотип и низкая зрелость ОБ. Подобно низезалегающим нижнемеловым отложениям, углистые прослой альб-сеномана могли производить газообразные УВ (Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006; Ульянов, 2011). В работе (Конторович и др., 2013б) на основе бассейнового моделирования показано, что альб-сеноманские отложения генерировали не более 15 % УВ-газов, аккумулированных в сеноманских залежах севера ЗС НГП.

Таким образом, по сравнению с центральными и южными районами Западной Сибири, нефтегазоносность полуострова Ямал имеет ряд отличительных особенностей, которые отмечались исследователями, начиная с 1970–1980-х гг. Эти отличительные черты касаются фазового состояния УВ-скоплений региона (преимущественно газового), распределения залежей по разрезу (этажа нефтегазоносности от палеозоя до сеномана), приуроченности залежей к определенным типам тектонических структур (антиклинальным складкам) и самого источника УВ (угленосных НГМТ). Тем не менее, несмотря на достаточно продолжительную историю изучения, на настоящий момент имеются вопросы,

касающиеся общих закономерностей нефтегазоносности полуострова и процессов формирования УВ-скоплений, которые остаются дискуссионными.

Например, остается открытым вопрос об *источнике газообразных УВ и нефтяных конденсатов апт-альб-сеноманских залежей* севера Западной Сибири и полуострова Ямал. Некоторые авторы связывают формирование этих залежей с наличием самостоятельного очага генерации в углистых породах апта и альба (Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006; Fjellanger et al., 2010), другие в качестве ключевого фактора выделяют биодеграцию (Гончаров, 1987; Milkov, 2010). Вместе с тем существуют представления об образовании этих УВ-скоплений вследствие переформирования ранее существовавших залежей юрского интервала, миграции из первичных и вторичных газоконденсатных систем, воздействия процессов ретроградного испарения и конденсации (Строганов, 1989).

Помимо этого, по многим оценкам (Кислухин, 2012; Куркин, 2019; Зинатуллина, 2022; Скоробогатова, 2023), в регионе имеется потенциал для прироста запасов как в меловой (неоком, апт) части разреза, так и в наименее изученных бурением нижних горизонтах юры, триасовых грабенах и палеозое. С наиболее погруженными отложениями района исследования связывают значительный ресурсный потенциал и перспективы для открытия новых, в том числе крупных по запасам месторождений УВ.

Глава 2. ИСХОДНЫЙ МАТЕРИАЛ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Изученная коллекция включает 51 пробу нефтей, 48 проб конденсатов и 111 образцов пород (Таблица 2.1, 2.2). Нефти и конденсаты отбирались в разные годы на устьях поисковых и разведочных скважин из залежей Северо-Тамбейского, Западно-Тамбейского, Южно-Тамбейского, Сядорского, Бованенковского, Восточно-Бованенковского, Нейтинского, Новопортовского, Среднеямальского, Арктического, Ростовцевского, Хамбатейского, Малоямальского, Малыгинского, Нурминского, Харасавэйского и Южно-Крузенштернского месторождений (см. рисунок 1.1). В стратиграфическом отношении пробы УВ-флюидов приурочены к залежам надояхской свиты нижней юры, вымской и малышевской свит средней юры, а также танопчинской и ахской свит нижнего мела. Интервал отбора составляет 888–3758 м. Таким образом, нефти исследованной коллекции характеризуют практически всю территорию Ямальской НГО (Малыгинский, Тамбейский, Нурминский и Южно-Ямальский НГР) и юрско-меловой комплекс продуктивных отложений этого региона, что отражено на схематическом разрезе (Рисунок 2.1). Материал для исследования предоставлен лабораторией геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН.

Кроме того, в основу работы положены результаты геохимического изучения кернового материала из скважин (см. рисунок 1.1, 2.1), пробуренных не только на территории полуострова Ямал (скв. Восходная-3021, скв. Арктическая-16, скв. Нейтинская-28), но и в западной части полуострова Гыданский (скв. Штормовая-122, скв. Трехбугорная-445). Образцы в разные годы отбирались сотрудниками ИНГГ СО РАН чл.-корр. РАН Б. Л. Никитенко, д.г.-м.н. А. Н. Фоминым и к.г.-м.н. Н. С. Ким. Пробами керна охарактеризованы танопчинская и ахская свиты нижнего мела, баженовский горизонт верхней юры, малышевская, леонтьевская и вымская свиты средней юры (см. таблица 2.2).

Таблица 2.1 – Представительность коллекции нефтей и конденсатов и комплекс полученных аналитических данных

Месторождение	Свита	Количество проб: н / к	Плотность	Вязкость	Содержание серы	ИСУ ($\delta^{13}\text{C}$)	Фракционный состав	Групповой состав	Распределение		
									УВ $\text{C}_5\text{-C}_8$	н-алканов ацикл. изопренанов	стеранов, терпанов, аренов
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Южно-Тамбейское	яронгская	2 к	2*	2	2	2	2	2	2	2	2
	танопчинская	5 к	5	5	5	3	5	3	5	3	3
	ахская	1 к / 1 н	2	2	2	2	2	2	1к	2	2
	вымская	1 к / 1 н	2	1 к	2	1 к	2	1 к	2	2	1 к
Западно-Тамбейское	танопчинская	2 к / 4 н	6	1 н	6	1 н	6	4 н	2 к/3 н	6	1 н
	ахская	1 к / 2 н	3	2 н	3	2 н	3	2 н	1 к	3	2 н
Северо-Тамбейское	танопчинская	1 к	1	–	1	–	1	-	1	1	-
Сядорское	ахская	1 н	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	малышевская	1 н	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Бованенковское	яронгская	2 к	2	–	2	–	2	1	2	–	–
	танопчинская	4 к / 1 н	5	1 к	5	–	5	5	5	–	–
	ахская	1 н	1	1	1	1	–	1	-	1	1
	малышевская	2 к / 1 н	3	–	3	–	3	–	3	–	–
	вымская	2 к / 1 н	3	–	3	–	3	1 н	3	–	–
	надояхская	1 н	1	1	1	1	1	-	1	1	1
Восточно-Бованенковское	ахская	2 н	2	2	2	2	2	2	1	2	2
Нейтинское	танопчинская	1 к / 1 н	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	малышевская	2 н	2	1	2	1	2	2	2	1	1

Таблица 2.1 (окончание)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Новопортовское	яронгская	1 н	1	1	1	1	–	1	–	1	1
	ахская	10 н / 1 к	11	8 н	11	8 н	11	11	1 н / 1 к	9 н	9 н
	малышевская	4 н / 1 к	5	2 н / 1 к	5	2 н / 1 к	5	5	2 н	5	2 н / 1 к
Среднеямальское	таноштинская	1 к	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	ахская	2 н	2	1	2	1	2	2	2	2	1
Арктическое	таноштинская	3 к	3	2	3	1	3	3	3	1	1
	ахская	2 н	2	1	2	1	2	2	1	2	1
Ростовцевское	таноштинская	1 к	1	–	1	–	1	–	1	–	–
	ахская	8 н	8	7	8	7	8	8	1	8	7
Хамбате́йское	ахская	1 н	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Малоямальское	малышевская	4 к	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	леонтьевская	1 к / 1 н	2	1 к	2	1 к	2	2	2	2	1 к
Малыгинское	таноштинская	3 к	3	–	3	–	3	–	3	3	–
	ахская	1 к / 1 н	2	–	2	–	2	1 н	2	2	–
	малышевская	1 к	1	–	1	–	1	1	1	1	–
Нурминское	таноштинская	1 к / 1 н	2	–	2	–	2	2	2	–	–
Харасавэйское	таноштинская	2 к	2	–	2	–	2	1	2	–	–
	ахская	1 к	1	1	1	–	1	–	1	1	–
	малышевская	1 к	1	1	1	–	1	–	1	1	–
Южно-Крузенштернское	таноштинская	2 к	2	–	2	–	2	–	2	2	–

Примечание: н – нефть; к – конденсат; ацикл. изопренаны – ациклические изопренаны; * – количество проанализированных проб.

Таблица 2.2 – Представительность коллекции кернового материала и комплекс полученных аналитических данных

Скважина	Свита	Количество образцов	Пиролиз пород	ИСУ ($\delta^{13}\text{C}_{\text{орг}}$)	Содержание			Распределение	
					НО	$\text{C}_{\text{орг}}$	битумоида ОВ	н-алканов и ацикл. изопренов	стеранов, терпанов, аренов
Арктическая-16	ахская	8	8	1	8	8	8	8	8
	малышевская	2	2	1	2	2	2	2	2
	леонтьевская	6	6	2	6	6	6	6	6
Нейтинская-28	танопчинская	2	2	–	2	2	2	2	2
	ахская	5	5	–	5	5	5	5	5
Восходная-3021	танопчинская	6	6	2	6	6	4	4	4
	ахская	14	14	3	14	14	12	12	12
	баженовская	11	11	3	11	11	11	11	11
	малышевская	3	3	–	3	3	3	3	3
Штормовая-122	ахская	9	9	9	9	9	8	8	8
	малышевская	16	16	16	16	16	15	15	15
	вымская	5	5	5	5	5	5	5	5
Трехбугорная-445	танопчинская	11	11	2	11	11	2	2	2
	ахская	5	5	3	5	5	3	3	3
	баженовская	8	8	3	8	8	3	3	3

Примечание: НО – нерастворимый остаток; ацикл. изопрены – ациклические изопрены; * – количество проанализированных проб.

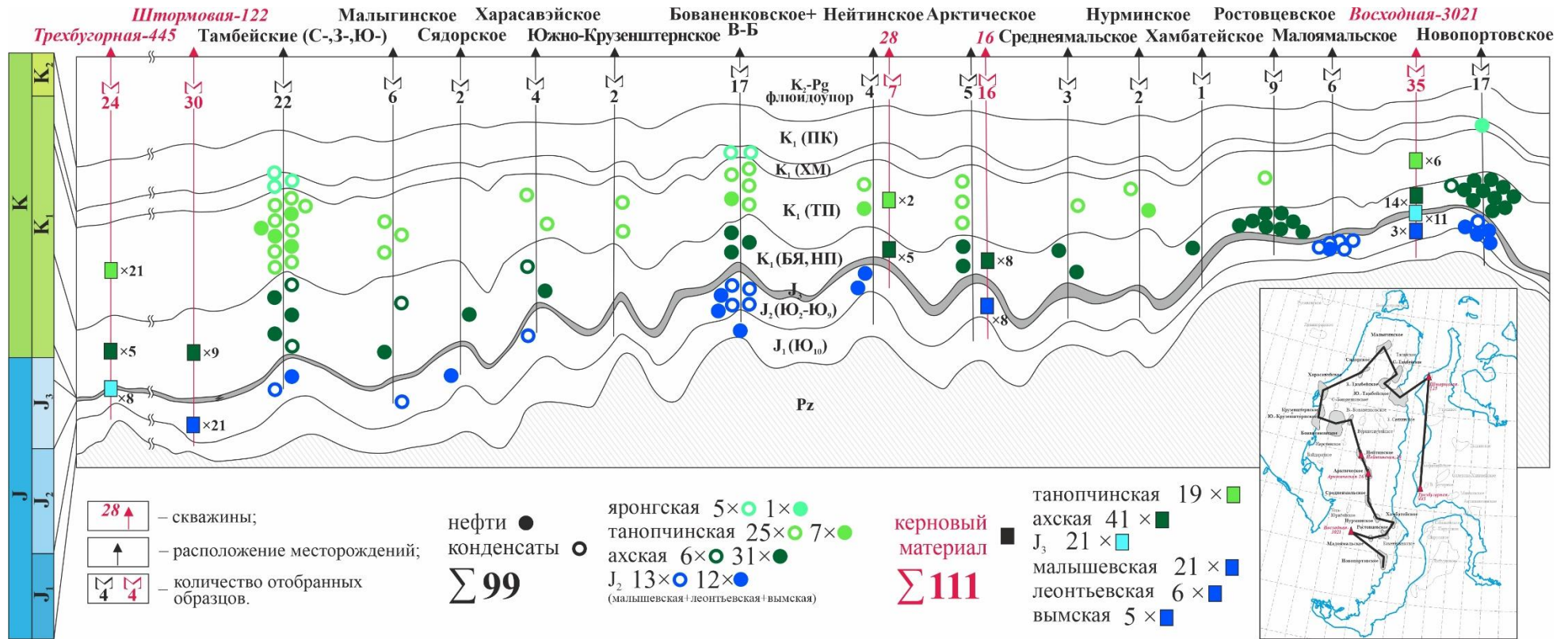


Рисунок 2.1 – Распределение фактического материала по продуктивным толщам на упрощенном схематическом разрезе района исследования

Примечание: ХМ, ТП, БЯ, НП, Ю – группы пластов, из которых были отобраны пробы; (С-, З-, 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).

Коллекция УВ-флюидов и ОВ пород изучена по единой схеме (Рисунок 2.2), принятой в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН, в соответствии с современными методиками геохимического анализа (Современные методы..., 1984; Peters et al., 2005; Yang et al., 2017 и др.). Схема исследования состоит из двух основных ветвей, отвечающих двум типам исходного материала – образцам пород и пробам УВ-флюидов (нефти и конденсаты), которые унифицируются на этапе изучения группового состава битумоидов ОВ и высокотемпературных фракций УВ-флюидов, соответственно (см. рисунок 2.2).

Изучение кернового материала начиналось с *дробления образцов* до размерности $< 0,25$ мм и их декарбонизации. Для удаления карбонатного углерода порошки пород (навески ~ 10 г) порционно обрабатывались 10 %-й соляной кислотой до прекращения реакции ионного обмена с карбонат-ион-содержащими минералами (завершение выделения диоксида углерода). Далее растворы с осадком нагревались на плите при постоянном помешивании до появления испарины на стенках емкости. После этого полученные *нерастворимые остатки* (НО) промывались от кислоты дистиллированной водой через предварительно взвешенные обеззоленные фильтры до нейтральной реакции промывочной воды с кислотно-щелочным индикатором (метиловым оранжевым). Фильтры с НО высушивались в течение 12 часов при комнатной температуре, затем до полного высыхания в сушильном шкафу при $80\text{--}90$ °С. Вес НО рассчитывался по разнице между весом пустого фильтра и фильтра с осадком, процентное содержание НО в породе – по формуле (1):

$$\text{НО} = \text{вес породы после обработки HCl} / \text{вес породы до обработки HCl} \cdot 100 \% \quad (1)$$

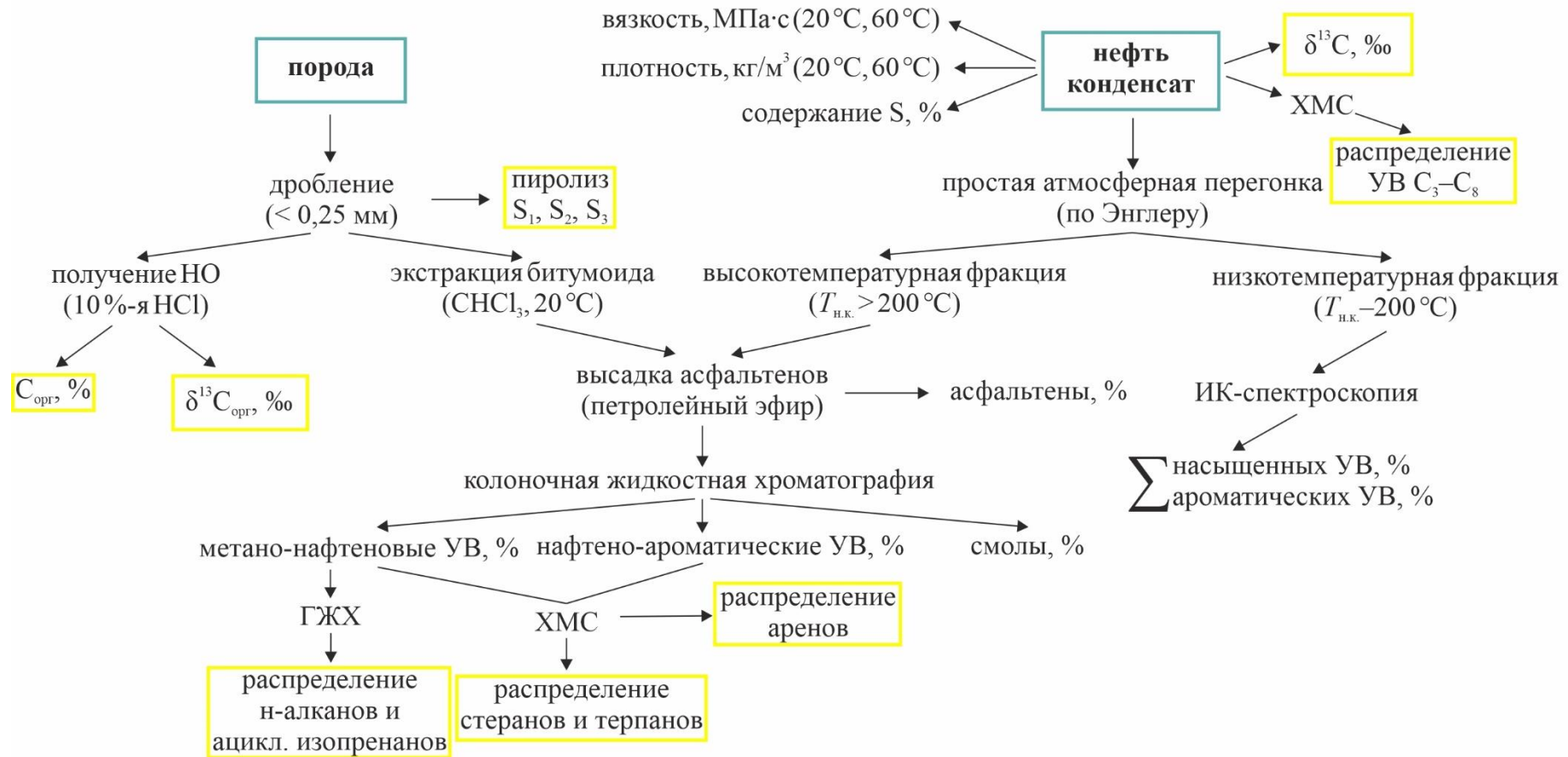


Рисунок 2.2 – Схема исследования пород, ОВ и нафтидов, принятая в ИНГГ СО РАН и использованная в данной работе

Примечание: схемы опубликованы в методическом пособии (Борисова и др., 2016); ГЖХ – газожидкостная хроматография; XMC – хромато-масс-спектрометрия; ИК-спектроскопия – инфракрасная спектроскопия; $\delta^{13}\text{C}_{\text{орг}}$ – изотопный состав органического углерода пород; $\delta^{13}\text{C}$ – изотопный состав углерода.

Следующим этапом является *определение содержания органического углерода* ($C_{орг}$) – ключевого геохимического параметра, отражающего обогащенность осадочных толщ ОВ и, как следствие, их потенциально нефтегазоматеринские свойства (Вассоевич, 1973; Вассоевич, Неручев, 1979; Тиссо, Вельте, 1981; Руководство по анализу..., 1966; Справочник..., 1998; Peters et al., 2005). Анализ проводился на экспресс-анализаторе АН-7529 путем сухого сжигания НО (навески 0,2–2,0 г), помещенного в предварительно прокаленные фарфоровые лодочки, в трубчатой печи при температуре 1050–1100 °С. Принцип работы прибора состоит в следующем. Углекислый газ (CO_2), образующийся при сгорании углерода ОВ, потоком очищенного кислорода доставляется в электролитическую камеру, где поглощается раствором. Окисление поглотительного раствора приводит к смещению потенциала катода и запуску внешнего стабилизированного источника тока. Вследствие этого возникает направленное движение ионов между анодом, погруженным во вспомогательный раствор, и катодом. Когда потенциалы электродов достигают определенных значений, на катоде начинают протекать реакции восстановления ионов водорода, нейтрализующие кислоту, образующуюся при поглощении CO_2 . Количество электричества, потребовавшееся для нейтрализации, фиксируется пересчетным и индикаторным устройством прибора. Результатом анализа является процентное содержание органического углерода в навеске НО. По формуле (2) рассчитывалось $C_{орг}$ в % на породу:

$$C_{орг} (\% \text{ на породу}) = \text{НО} (\% \text{ на породу}) \cdot C_{орг} (\% \text{ на НО}) / 100 \quad (2)$$

Значения $C_{орг}$ отражают обогащенность осадочных толщ ОВ, однако поскольку ОВ содержит в своем составе не только атомы углерода, для расчета количества всего ОВ в породе обычно используют условные коэффициенты, зависящие в основном от степени катагенетической преобразованности ОВ, но также и от других геолого-геохимических факторов, существующих в отдельно взятых бассейнах седиментации (Корчагина, Четверикова, 1980; Гусева, Соболева, 1989; Богородская и др., 2005). Для ОВ на стадии катагенеза ПК₃–МК₂ (по шкале (Конторович, 1976))

пересчетный коэффициент условно принимается равным 1,33, т. е. количество ОВ в породе определяется по формуле (3):

$$\text{ОВ (\% на породу)} = C_{\text{орг}} (\% \text{ на породу}) \cdot 1,33 \quad (3)$$

Вместе с тем нефтегазогенерационные качества осадочных толщ зависят не только от количества содержащегося в них ОВ, но и от его качества, которое является функцией его молекулярной структуры и определяет способность образовывать большее или меньшее количество свободных УВ.

Пиролиз по технологии Rock-Eval является одним из наиболее широко применяемых в современной геохимической практике, экспрессным и при этом информативным методом, позволяющим оценить современный генерационный потенциал ОВ, его генетический тип и степень катагенетической преобразованности (Тиссо, Вельте, 1981; Peters, 1986; Лопатин, Емец, 1987; Меленевский, 1991; Справочник..., 1998). В рамках данного исследования пиролиз выполнялся по методу Rock-Eval на анализаторе Source Rock Analyzer (SRA) в режиме ТРН/ТОС (Weatherford Laboratory, Instr. Division). Достоверность результатов контролировалась по стандартному образцу IFP 160000 (Vinci Technologies) и внутреннему стандарту лаборатории. В ходе анализа регистрировались S_1 , S_2 , S_3 , S_4 , T_{max} . Навески пород составляли 70–100 мг.

В интервале температур от комнатной до 300 °С пламенно-ионизационным детектором (ПИД) фиксировался пик S_1 (мг УВ/г $C_{\text{орг}}$), отражающий термодесорбцию свободных и сорбированных породой УВ – низкотемпературная «битумоидная» составляющая ОВ. При дальнейшем прогреве в интервале температур 300–650 °С регистрируется пиролитический пик S_2 (мг УВ/г $C_{\text{орг}}$), который характеризует массу продуктов крекинга керогена и тяжелых фракций битумоида – высокотемпературная «керогеновая» составляющая ОВ. Параллельно, детектором теплопроводности регистрировалось количество CO_2 (мг CO_2 /г породы), образующегося при пиролизе керогена (до 400 °С), которое пропорционально содержанию кислорода в ОВ (Лопатин, Емец, 1987; Меленевский, 1991) – пик S_3 . Высокотемпературный пик S_4 замерялся инфракрасным детектором в ходе отдельного цикла эксперимента (окисление ОВ

в токе кислорода атмосферы). Он отражает количество CO и CO₂, образующихся при сгорании остаточного углерода при температурах до 850 °С (Меленевский, 1991; Behar et al., 2001). Автоматически на основании количественных оценок S₁, S₂, S₃ и S₄ выполнялся расчет общего содержания органического углерода в породе (ТОС – Total Organic Carbon). Кроме того, в пике S₂ замерялась температура максимальной скорости выхода УВ – T_{max} (°С) при разрушении «керогеновой» части ОВ.

Многочисленные эмпирические данные показывают, что T_{max} коррелирует со степенью катагенетической преобразованности ОВ, определяемой по отражательной способности витринита (Peters, 1986; Лопатин, Емец, 1987; Peters, Cassa, 1994; Меленевский, 1991; Фомин, 2011). Диапазоны значений T_{max}, характеризующие границы отдельных катагенетических стадий, различаются для ОВ разного генетического типа (Лопатин, Емец, 1987). В общем случае, значения T_{max} < 435 °С характеризуют ОВ низкой степени преобразованности, 435–445 °С – ОВ в начале ГЗН, 450–470 °С – ОВ в конце ГЗН (Peters, Cassa, 1994).

Показателем уровня зрелости ОВ является также индекс продуктивности (PI = S₁/(S₁ + S₂)). С ростом катагенеза количество свободных УВ (S₁) постепенно увеличивается, а УВ, получаемых из керогена в результате пиролиза (S₂) снижается. Соответственно, по мере увеличения степени термokatалитической преобразованности ОВ величина PI возрастает от значений < 0,1 для незрелого ОВ, 0,10–0,15 – для ОВ в начале ГЗН и > 0,40 – для ОВ на завершающей стадии нефтеобразования (Peters, Cassa, 1994). Вместе с тем высокие величины PI (> 0,5) и значительные положительные отклонения значений PI от среднего по разрезу считаются признаком промышленной нефтеносности отложений – т. е. присутствия миграционного битумоида или нефтида в породах (Лопатин, Емец, 1987; Меленевский, 1991).

На основе полученных данных также рассчитывались значения водородного HI = (S₂/C_{орг}) · 100, мг УВ/г C_{орг} и кислородного OI = (S₃/C_{орг}) · 100, мг CO₂/г C_{орг} индексов – аналогов атомных соотношений H/C и O/C, соответственно. Эти показатели применяются для оценки генетического типа ОВ, в том числе,

в основе модификации диаграммы Ван-Кревелена (Лопатин, Емец, 1987; Меленевский, 1991; Peters, Cassa, 1994; Peters et al., 2005). Так, аквагенное озерное ОВ (кероген I типа) характеризуется самым высоким содержанием водорода и, соответственно, высокими значениями HI, как правило, больше 600 мг УВ/г $C_{орг}$ на начало мезокатагенеза. Для аквагенного морского ОВ (кероген II типа) присущи величины HI от 150 до 600 мг УВ/г $C_{орг}$. Террагенное ОВ (III и IV тип керогена) в наименьшей степени обогащено водородом и имеет значения HI 150–50 и < 50 мг УВ/г $C_{орг}$, соответственно (Тиссо, Вельте, 1981; Peters et al., 2005). Аквагенное (кероген I и II типа) ОВ продуцирует, главным образом, жидкие УВ и имеет, как правило, высокий нефтегенерационный потенциал, а образование преимущественно газообразных УВ происходит за счет террагенного (кероген III типа) ОВ с умеренным генерационным потенциалом (Вассоевич, 1975; Конторович, 1976; Peters et al., 2005). Значения OI определяют окисленность ОВ в диагенезе. Так, в обогащенных аквагенным ОВ породах баженовской свиты, фоссилизация которого происходила преимущественно в сильно восстановительных обстановках, значения индекса OI, как правило, не превышают 10 мг CO_2 /г $C_{орг}$ (Лопатин и др., 2003; Гончаров и др., 2014). Соотношение водорода и кислорода в составе ОВ, т.е. его генетический тип, отражается также в значениях параметра S_2/S_3 : > 10 для аквагенного ОВ, 5–10 – смешанного, < 5 – террагенного (Тиссо, Вельте, 1981; Peters, Cassa, 1994). Однако к интерпретации результатов пиролитических исследований следует подходить с осторожностью, поскольку на значения параметров, используемых для генетических типизаций ОВ, могут оказывать влияние: степень его катагенетической преобразованности (реализация потенциала, снижение S_2), присутствие в породе миграционных битумоидов (появление дополнительного пика S_2'), а в отдельных случаях и ложные пиролитические эффекты в связи со специфическими условиями термокрекинга массы, обогащенной угольным керогеном (Лопатин, Емец, 1987; Лопатин и др., 2003).

Для качественной оценки нефтегазогенерационного потенциала пород используют значения $S_1 + S_2$. В соответствии с классификацией, приведенной

работе (Тиссо, Вельте, 1981), при величине $S_1 + S_2 < 0,2$ мг УВ/г породы у породы отсутствует нефтегазогенерационный потенциал, от 0,2 до 6 мг УВ/г породы – порода является материнской с умеренным генерационным потенциалом, а если значение превышает 6 мг УВ/г породы – материнская порода характеризуется хорошим генерационным потенциалом. По результатам изучения баженовской свиты Западной Сибири в работе (Лопатин и др., 1987) была предложена классификация, дополненная категориями для пород с высоким (6–50 мг УВ/г породы) и превосходным (> 50 мг УВ/г породы) нефтегенерационным потенциалом. Также широко применяется классификация, основанная на сопоставлении пиролитического параметра $S_1 + S_2$ со значением $C_{орг}$, представленная в работе (Peters, Cassa, 1994).

Выделение и определение содержания битумоидов ($b_{хл}$) в породах проводилось методом “холодной” хлороформенной экстракции с последующей очисткой полученных экстрактов ртутью от элементарной серы (Руководство по анализу..., 1966; Конторович, Винокур, 1967). Дробленую породу (навески 50–100 г) закладывали в металлический стакан, заливали безводным нелюминесцирующим хлороформом (400 мл), перемешивали и устанавливали в центрифугу (ЦДС-2, 1200 оборотов/мин, 12 мин). Полученный в процессе хлороформенный экстракт переливался из стакана через воронку с ватным фильтром в колбу. Процедура повторялась до максимального удаления из породы растворимого в хлороформе ОВ. Контроль полноты экстракции осуществлялся с помощью сравнения экстракта образца под люминесцентной лампой с внутренними стандартами лаборатории (Конторович, Винокур, 1967; Руководство по анализу..., 1966). Процентное содержание в породе битумоида рассчитывалось по формуле (4):

$$b_{хл} = \text{выход битумоида (г)} \cdot 100 \% / \text{навеска породы (г)} \quad (4)$$

По формуле (5) определялась доля битумоида в общем объеме содержащегося в породе ОВ – битумоидный коэффициент (β):

$$\beta = b_{хл} \cdot 100 \% / \text{ОВ (\% на породу)} \quad (5)$$

Битумоидный коэффициент является важной характеристикой ОВ пород (Руководство по анализу..., 1966; Конторович, Винокур, 1967; Корчагина, Четверикова, 1980). В практике геохимических исследований широко используется закономерность Успенского-Вассоевича, отражающая соответствие между содержанием в породах ОВ ($C_{орг}$) и хлороформенных битумоидов (β) (Руководство по анализу..., 1966). Эта зависимость имеет экспоненциальный характер – т. е. наиболее высокие значения β должны характеризовать породы с наименьшим общим содержанием $C_{орг}$ и наоборот. Отклонение от этой зависимости свидетельствует: при повышенных значениях β – об аллохтонной, т. е. миграционной, природе битумоидов, а пониженные, напротив, могут указывать на их остаточный характер (Конторович, 1976).

Дальнейшее изучение ОВ пород, а именно определение группового и индивидуального состава извлеченных битумоидов, проводилось по схеме, аналогичной для высокотемпературных фракций нафтидов, которая описана ниже (см. рисунок 2.2).

Аналитические исследования УВ-флюидов начинались с *пробоподготовки нефтей и конденсатов* – сепарации свободной воды с помощью делительных воронок и фильтрации от механических примесей через бумажные фильтры в случае их визуального определения (ГОСТ Р 51858-2002; Sample preparation..., 2003). Присутствие в пробах зрительно неопределяемых объемов воды в свободном, эмульсионном и растворенном состоянии диагностировалось по потрескиванию при нагреве в пробирках из термостойкого стекла – методике, аналогичной «Crackle Test» (Rajinder, 1994). Окончательное обезвоживание проб производилось с помощью хлористого кальция и тестировалось повторно. Далее определялись базовые физико-химические свойства нефтей и конденсатов – плотности, вязкости и фракционного состава, которые используются для их классификации, характеризуют товарные и эксплуатационные качества, учитываются при разработке схем добычи УВ-сырья, а также для их типизации в рамках фундаментально-прикладных геохимических исследований.

Измерение плотности (ρ^t) исследованных проб осуществлялось **вибрационным методом** с помощью прибора ВИП-2МР, сертифицированного по ГОСТу (Р 57037-2016). Метод основан на измерении периода колебаний полой U-образной трубки, заполненной исследуемой жидкостью, и последующем вычислении ее плотности на основе данных предварительной калибровки по двум веществам известной плотности, например, воздуху и воде. Для каждой пробы проводилось три последовательных измерения при 20 °С. Абсолютная погрешность измерений не превышает 0,0001 г/см³. В соответствии со значениями плотности применяют следующую классификацию УВ-флюидов (Таблица 2.3).

Определение кинематической вязкости осуществлялось с помощью **вискозиметров Пинкевича** различных диаметров при температурах 20 и 60 °С по методике, сертифицированной по ГОСТу (33-2000). Если результаты трех последовательных измерений не отличались более чем на 0,2 %, кинематическую вязкость ν^t , мм²/с, вычисляли по формуле (6):

$$\nu^t = k \cdot \tau, \quad (6)$$

где τ – среднее арифметическое время истечения нефти в вискозиметре, с;

k – постоянная вискозиметра, зависящая только от геометрических размеров вискозиметра, мм²/с².

Расчет динамической вязкости η , Па·с, которая обычно используется для научных и технических классификаций (см. таблица 2.3), производился по формуле (7):

$$\eta = \rho^t \cdot \nu^t, \quad (7)$$

где ν^t – кинематическая вязкость при данной температуре, мм²/с;

ρ^t – плотность при данной температуре, г/см³.

Информация о фракционном составе и температурах начала кипения нефтей и конденсатов получена **простой атмосферной перегонкой с однократным испарением** на аппарате для определения фракционного состава нефтепродуктов ПЭ-7510. Метод стандартизован по ГОСТу (2177-99). Погрешность составляет не более 5 % по выходу фракции и 0,5 °С по температурам. Согласно принятой в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН схеме исследования

(см. рисунок 2.2), пробы разделялись на фракции, выкипающие до 200 °С ($T_{н.к.} - 200$ °С) и после 200 °С ($T_{н.к.} > 200$ °С).

Таблица 2.3 – Классификация нефтей по плотности, динамической вязкости, содержанию серы и смолисто-асфальтовых веществ

Параметр	Тип нефти				
	особо легкая	легкая	средняя	тяжелая	битуминозная
Плотность при 20 °С и 0,1 МПа, г/см ³	до 0,830	0,831–0,850	0,851–0,870	0,871–0,895	более 0,895
Вязкость динамическая в пластовых условиях, МПа · с	незначительной вязкости	маловязкая	повышенной вязкости	высоковязкая	сверхвязкая
	до 5,0	5,0–10,0	10,1–30,0	30,1–200,0	более 200,0
Содержание серы, %	малосернистая	среднесернистая	сернистая	высокосернистая	–
	до 0,5	0,5–1,0	1,0–3,0	более 3,0	–
Содержание смолисто-асфальтовых веществ, %	малосмолистая	смолистая	высокосмолистая	–	–
	0–10	10–20	20–35	–	–

Примечание: классификации соответствуют (Методические рекомендации..., 2016; Конторович и др., 1975).

Плотность, вязкость и фракционный состав УВ-флюидов – параметры, друг друга определяющие, и, в общем случае, напрямую взаимосвязанные (Баженова и др., 2004). Так, УВ-флюиды низкой плотности обычно характеризуются низкими значениями вязкости, высоким содержанием фракции $T_{н.к.} - 200$ °С и низким содержанием в составе тяжелых смолисто-асфальтовых компонентов. В то время как УВ-флюиды высокой плотности – наоборот.

Эти физико-химические характеристики используются не только для определения товарных качеств нефтей и конденсатов, но и задействованы при проведении геохимических корреляций типа «нефть – нефть», «нефть – конденсат» и определении геолого-геохимического типа газоконденсат-содержащих скоплений. Так, свойства и состав нефтей и конденсатов, генетически связанных с одним исходным ОБ, могут сильно отличаться в зависимости от генетического типа залежи, в которой они аккумулированы (Чахмахчев, 1983; Строганов, 1989; Якубсон, Головина, 1991). В соответствии с результатами исследований, изложенными в работе (Строганов, 1989), на полуострове Ямал наиболее широко распространены газоконденсатные залежи вторичного генезиса,

т. е. образованные в результате переформирования нефтегазовых скоплений. На единичных месторождениях встречаются первичные газоконденсатные скопления в глубоководных юрских отложениях, а в породах баррема – альба залежи смешанного типа, содержащие первичные «незрелые» и вторично-миграционные газоконденсаты. О. Л. Нечаевой в публикациях (1998, 2003) было показано, как различная растворимость в газах отдельных соединений приводит к тому, что при фазово-ретроградных процессах конденсаты обогащаются, в первую очередь, низкомолекулярными изоалканами, затем n-алканами, и только при повышении температур и давлений – нафтеновыми, ароматическими УВ и высокомолекулярными соединениями. Такого же рода закономерности прослеживаются внутри отдельных классов УВ. Таким образом, при геохимическом изучении конденсатов необходимо учитывать возможные изменения их физико-химических свойств и состава, связанные с фазово-ретроградными процессами.

Определение количественного содержания общей серы в нефтях и конденсатах проводилось рентгенофлуоресцентным методом (ГОСТ Р 51947-2002) на приборе СПЕКТРОСКАН S (SL). Технология основана на аппаратной регистрации флуоресцентного излучения атомов серы, которое с помощью калибровочной программы сравнивается со спектрами стандартных образцов и пересчитывается на процентное содержание серы в пробе (Анализатор..., 2008). Погрешность метода не превышает 0,015 % в диапазоне измерений, подобранном для нафтидов данной коллекции. Сернистость также является одной из классификационных характеристик УВ-флюидов (см. таблица 2.3).

Согласно современным представлениям об образовании нефтей (Кудрявцев, 1973; Конторович и др., 1975; Хант, 1982; Бакиров и др., 1982; Баженова и др., 2004), сернистые соединения не наследуются от живого вещества, а образуются при благоприятных условиях в седиментогенезе и диагенезе, главным образом, в восстановительных условиях и(или) при сероводородном заражении осадочного бассейна. Поэтому обычно нефти и конденсаты, генерированные ОВ

аквагенного генезиса, отличаются бóльшей сернистостью (3,5 % и более), чем террагенного (< 0,6 %). Кроме того, наблюдается уменьшение содержания серы с увеличением степени катагенетической преобразованности УВ-флюидов (Конторович и др., 1975; Баженова и др., 2004). Для нефтей и конденсатов полуострова Ямал в целом характерны очень низкие содержания серы – от 0,009 %, и, в редких случаях, до 0,320 % (Скоробогатов и др., 2003).

В современных геохимических исследованиях для генетической типизации ОВ пород, а также нафтидов широко применяют данные об *ИСУ*. Этот параметр для органического углерода пород ($\delta^{13}\text{C}_{\text{орг}}$, ‰) и нафтидов ($\delta^{13}\text{C}$, ‰) определялся на масс-спектрометре DELTA V Advantage (Thermo Fisher Scientific) в Томском филиале СНИИГГиМСа (отв. исполнитель Н. Л. Падалко), результаты анализа приведены к международному стандарту VPDB – углероду кальцита окаменелости *Belemnitella Americana* из формации Пиди с $\delta^{13}\text{C} = 0$ ‰ (Южная Каролина, США, К). Погрешность полученных значений $\delta^{13}\text{C}_{\text{орг}}$ находится на уровне $\pm 0,1$ ‰ (по стандартам) и менее $\pm 0,25$ ‰ (для образцов). Считается, что зрелое аквагенное ОВ Западной Сибири и генерированные им нафтиды являются изотопно более легкими и имеют значения $\delta^{13}\text{C} < -29$ ‰, а террагенное ОВ и его производные, наоборот, относительно обогащены тяжелым изотопом ^{13}C – $\delta^{13}\text{C} > -29$ ‰ (Галимов, 1973; Конторович и др., 1985; 1986).

Определение группового состава битумоидов пород и высокотемпературных фракций УВ-флюидов, а также выделение фракций для дальнейших аналитических исследований осуществлялось посредством *адсорбционной жидкостной хроматографии* по единой методике, описанной в (Конторович, Винокур, 1967; Современные методы..., 1984). Перед хроматографическим анализом из фракций нефтей (конденсатов) с $T_{\text{н.к.}} > 200$ °С и битумоидов пород избытком петролейного эфира высаживали асфальтены. Далее проводилось разделение мальтенов на колонках, заполненных адсорбентом (силикагелем). Из колонки последовательно вымывали: петролейным эфиром – метано-нафтеновую (Me-Nn), а затем нафтено-ароматическую (Nn-Ar) фракции; смесью петролейного эфира и бензола (9:1) – бензольные смолы; смесью бензола и спиртобензола (1:1) –

спиртобензольные смолы. Разделение Me-Nn и Nn-Ar фракций контролировалось путем отбора промежуточных фракций в отдельные пробирки с последующим определением показателя преломления (n_D^{20}) на рефрактометре ИРФ-22 (для Me-Nn фракции $n_D^{20} < 1,48$, для Nn-Ar $n_D^{20} > 1,48$). Каждая фракция после отгонки растворителя переводилась в стеклянные стаканчики и высушивалась до постоянного веса в сушильном шкафу при температуре 40 °С. После отгонки растворителей и высушивания до постоянного веса при температуре 40 °С проводился пересчет веса каждой фракции в % на высокотемпературную фракцию нефти (конденсата) или битумоида. Результат для фракций нефтей ($T_{н.к.} > 200$ °С) и битумоидов пород считался удовлетворительным, если разница между начальной массой пробы и суммой масс полученных фракций не превышает 10–15 %. Для фракций конденсатов с $T_{н.к.} > 200$ °С потери могли составлять до 30–40 %.

Для битумоидов пород и битуминозных нефтей (см. таблица 2.3), ввиду нецелесообразности и невозможности проведения фракционной разгонки при атмосферном давлении, колоночная хроматография с предварительной высадкой асфальтенов является исчерпывающей процедурой для определения группового состава. В то же время, для расчета группового состава целой нефти (конденсата), требуется информация как о составе ее высокотемпературной ($T_{н.к.} > 200$ °С), так и низкотемпературной фракции ($T_{н.к.} < 200$ °С). Для этого применялся метод *ИК-спектроскопии*, позволяющий по интенсивности полосы поглощения 1607 см^{-1} определить содержание ароматических УВ ($C_{ар}$) во фракции $T_{н.к.} < 200$ °С. Анализ проводился на приборе Specord 75 IR при комнатной температуре в кювете из бромида калия с величиной зазора 0,066 мм. Условия записи ИК-спектров: щелевая программа – 2,5; масштаб регистрации – $15 \text{ мм}/100 \text{ см}^{-1}$; постоянная времени – 2; усиление – 3; с замедлителем в точке 1600 см^{-1} . Спектр записывался в области $1450\text{--}1650 \text{ см}^{-1}$. Расчет содержания $C_{ар}$ производился по методу Симпсона (Современные методы..., 1984), для чего через точки 1568 и 1642 см^{-1} проводилась базисная линия, от которой велся отсчет. Ошибка метода составляет 2 %. Содержание насыщенных УВ определялось вычитанием полученного содержания $C_{ар}$ из 100 %.

По результатам колоночной хроматографии и ИК-спектроскопии проводился пересчет группового состава двух исследованных температурных фракций в % на нефть или конденсат. В результате, путем комплексирования этих двух методов, получена информация о содержании в пробах нефтей и конденсатов асфальтенов, двух фракций смол, Me-Nn и Nn-Ar УВ. По концентрации смолисто-асфальтовых компонентов в составе нефтей (конденсатов) принята классификация, представленная в таблице 2.3. Что касается битумоидов пород, данные группового состава, наравне с битумоидным коэффициентом, используются для идентификации их миграционной природы. Так, аллохтонным битумоидам свойственно повышенное содержание УВ-фракций – насыщенной и ароматической (Тиссо, Вельте, 1981; Баженова и др., 2004; Peters et al., 2005).

Молекулярные особенности состава рассеянного ОВ и нафтидов являются основой современных геохимических исследований, направленных на диагностику фациально-генетического типа ОВ потенциально нефтегазоматеринских пород и исходного ОВ УВ-флюидов, оценку преобразования этого ОВ в катагенезе и гипергенезе, установление генетических связей между нафтидами и ОВ нефтегазоматеринских пород (Тиссо, Вельте, 1981; Хант, 1982; Петров, 1984; Баженова и др., 2004; Каширцев, 2003; Peters et al., 2005; Гончаров, 1987; Гордадзе и др., 2013). Изучение компонентного состава битумоидов пород, нефтей и конденсатов базируется на методах *газожидкостной хроматографии (ГЖХ)* и *хромато-масс-спектрометрии (ХМС)*.

Методом ГЖХ проанализированы полученные в результате адсорбционной хроматографии метано-нафтендовые фракции битумоидов пород, нефтей и конденсатов, методом ХМС – метано-нафтендовые и нафтендо-ароматические фракции (см. таблица 2.1, 2.2). Кроме того, эти методы исследования применялись для изучения легкокипящих УВ C₃–C₈ в составе нефракционированных нефтей и конденсатов.

ГЖХ-анализ метано-нафтендовых фракций проводился на газовом хроматографе «Маэстро» (Agilent Technologies 7820A GC System) с пламенно-ионизационным детектором, кварцевой капиллярной колонкой HP5 (неподвижная

фаза – 5 %-дифенил-+95 %-диметилсилоксан, толщина 0,25 мкм), в режиме линейного программирования температуры (начальная температура – 40 °С, конечная – 290 °С, скорость нагрева 4 °С/мин), в качестве газа-носителя – гелий. В качестве растворителя использовался пентан. Ввод проб осуществлялся с помощью автоматического устройства в режиме split (1:4). Температура инжектора и детектора – 290 °С. Каждому индивидуальному соединению или смеси близких по физико-химическим свойствам компонентов соответствует свое время удерживания адсорбентом в капиллярной колонке (ось абсцисс) и интенсивность сигнала электрического тока пламенно-ионизационного детектора (ось ординат), которые автоматически изображаются в виде диаграммы-хроматограммы, т. е. ГЖХ-хроматограммы (Рисунок 2.3). Идентификацию индивидуальных соединений проводили по типовым ГЖХ-хроматограммам и индексам удерживания. Расчет относительных концентраций проводился по площадям соответствующих пиков в ПО GC ChemStation. Величина относительной погрешности полученных значений не превышает 5 %.

В составе метано-нафтовой фракции битумоидов, нефтей и конденсатов методом ГЖХ получены данные о распределении индивидуальных УВ двух классов – нормальных алканов (н-С₁₁–н-С₄₀) и ациклических изопренанов (i-С₁₈–i-С₂₅), к которым, в том числе, относятся важные для геохимической интерпретации насыщенные УВ с изопреноидной структурой – пристан (i-С₁₉) и фитан (i-С₂₀). Эта информация позволяет оценивать генетический тип исходного органического материала, степень его зрелости, уровень биodeградации, окислительно-восстановительные обстановки накопления с помощью следующих основных показателей (Таблица 2.4).

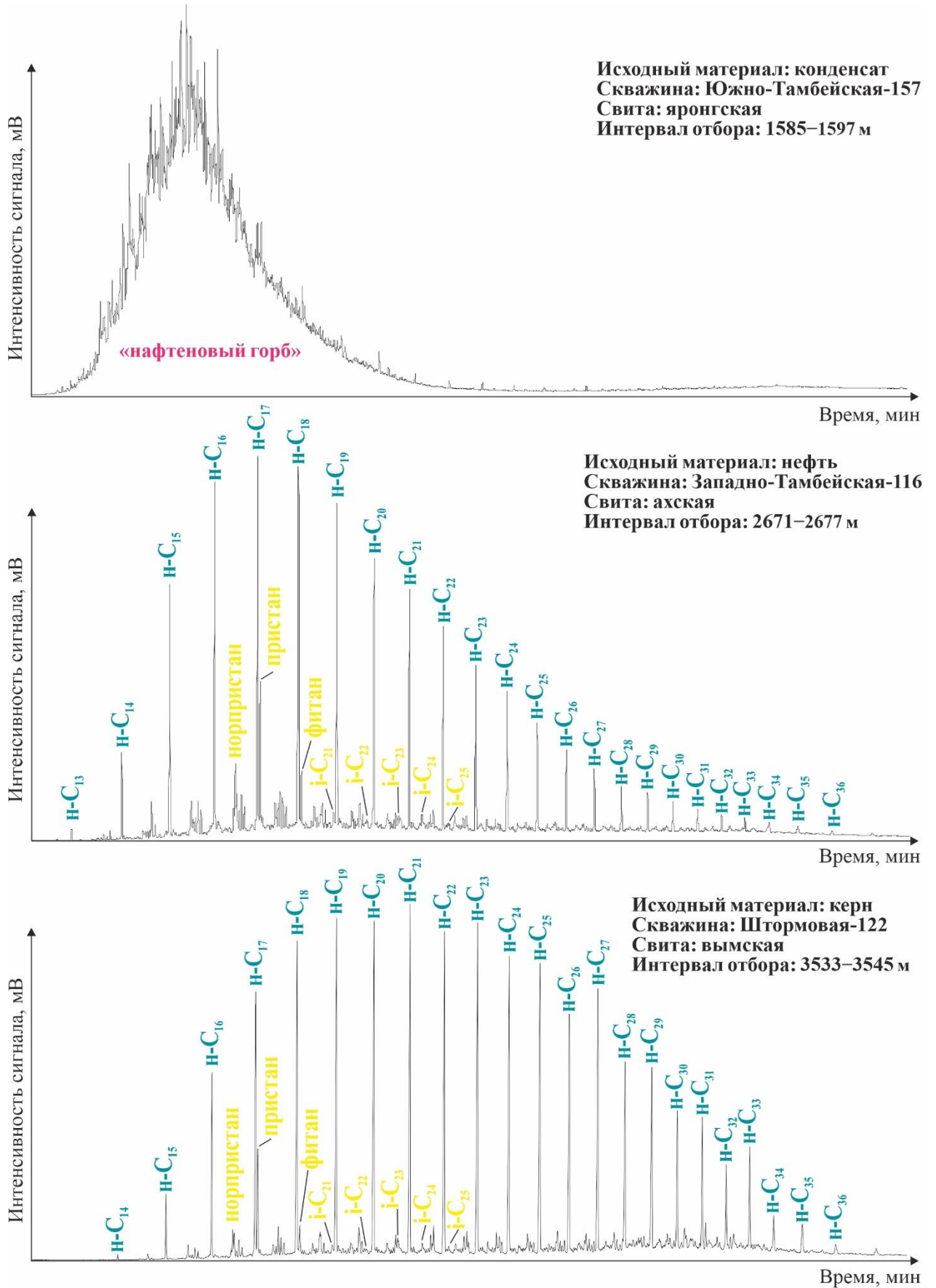


Рисунок 2.3 – Типовые ГЖХ-хроматограммы исследованных проб

Примечание: н-С_п – нормальные алканы, и-С_п – ациклические изопренаны, п – количество атомов С в молекуле.

Таблица 2.4 – Основные геохимические параметры по распределению n-алканов и ациклических изопренов

Параметр и формула расчета	Генотип, условия осадконакопления и диагенеза		Катагенез	Биодеградация	Источник
	Значения	Интерпретация			
TAR = $\frac{(n-C_{27} + n-C_{29} + n-C_{31})}{(n-C_{15} + n-C_{17} + n-C_{19})}$ n-C₂₇/n-C₁₇	↓ значения (< 1)	Аквагенное (морское) ОВ и связанные с ним нефтиды	При ↑ зрелости TAR, n-C ₂₇ /n-C ₁₇ ↓	При ↑ биодеградации TAR, n-C ₂₇ /n-C ₁₇ ↑	(Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Ильинская, 1985; Peters et al., 2005)
	↑ значения (> 1)	Террагенное ОВ и связанные с ним нефтиды			
CPI = 0,5 · $\left[\frac{(C_{25} + \dots + C_{33})}{(C_{26} + \dots + C_{34})} + \frac{(C_{25} + \dots + C_{33})}{(C_{24} + \dots + C_{32})} \right]$	↑ значения (>> 2)	Террагенное ОВ и ОВ современных осадков	> 2 – незрелое ОВ; 0,9–1 – ГЗН	–	(Тиссо, Вельте, 1981; Peters et al., 2005)
Pr/Ph = пристан/фитан	Pr/Ph < 0,6	Резко Red условия	↓ при высокой температуре	–	(Хант, 1982; Петров, 1984; Гончаров, 1987; Lijmbach, 1975)
	0,6 < Pr/Ph < 1,5	Red условия			
	Pr/Ph > 2	Суб Ох условия			
	Pr/Ph >> 2	Существенно Ох условия			
К_{изо} = (пристан + фитан)/ (n-C ₁₇ + n-C ₁₈)	К _{изо} = 0,1–0,2	Ох условия	При ↑ зрелости К _{изо} ↓	При ↑ биодеградации К _{изо} ↑	(Петров, 1984; Waples, 1983)
	К _{изо} = 0,2–1	Red условия			

Примечание: Red – восстановительные; Ох – окислительные.

Первый из них – *максимум распределения n-алканов*, который численно выражается в виде соотношений TAR и $n-C_{27}/n-C_{17}$. Считается (Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984, Peters et al., 2005), что для нефтей и конденсатов, связанных с аквагенным ОВ, характерен ряд n-алканов, максимум распределения углеродных атомов в котором приходится на $C_{15}-C_{17}$. Высокое содержание n-алканов со средней длиной цепи обусловлено высокой долей морских водорослевых липидов в исходном ОВ. Биопредшественниками алканов $n-C_{17}$ считаются красные и зеленые водоросли, алканов $n-C_{15}$ и $n-C_{19}$ – бурые водоросли (Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Ильинская, 1985; Peters et al., 2005). В битумоидах и УВ-флюидах, образованных ОВ террагенного генотипа, максимум распределения n-алканов приходится на УВ с более длинной углеродной цепью, так как n-алканы $C_{23}-C_{35}$ (с преобладанием C_{25} , C_{27} , C_{29}) ассоциируют с восками высшей наземной растительности (Тиссо, Вельте, 1981). Однако в некоторых случаях нефтям и, в особенности, конденсатам, независимо от генезиса характерен более легкий состав УВ, в том числе и n-алканов, что может быть обусловлено высокой термической преобразованностью исходного ОВ, а также влиянием миграции и фазово-ретроградных процессов при формировании залежей (Дурмишьян, 1979; Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Старобинец, 1986; Ермолкин и др., 1998; Peters et al., 2005).

Следующим параметром является *соотношение между нечетными и четными высокомолекулярными n-алканами (CPI)*, который применяется в основном для оценки степени зрелости ОВ. Поскольку в исходном ОВ преобладают насыщенные жирные кислоты с четным числом атомов углерода в молекуле, а декарбоксилирование, за счет которого образуется основная масса n-алканов, происходит легче, чем разрыв С-С связи, на ранних стадиях созревания ОВ образуются преимущественно n-алканы с нечетным числом атомов углерода в молекуле (Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984). А индекс CPI вследствие этого принимает высокие значения, что рассматривают в качестве показателя низкой степени преобразованности исходного ОВ битумоидов, нефтей и конденсатов. Далее, в ходе катагенеза, количество четных и нечетных n-алканов выравнивается,

благодаря преобладающему образованию н-алканов за счет термokatалитической деструкции высокомолекулярных соединений, а не декарбоксилирования кислот. Ввиду этого индекс СРІ для зрелого ОВ и нафтидов, генерированных в ГЗН, принимает значения 0,9–1. Отмечается также (Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984), что индекс СРІ для флюидов, связанных с преимущественно террагенным окисленным ОВ, может принимать значения, существенно превышающие 2.

Из изопреноидных УВ для геохимических исследований чаще всего используется соотношение между *пристаном* и *фитаном*. Образование этих УВ связано с изопреноидным спиртом фитолом, входящим в состав хлорофилла. В окислительной обстановке происходит преобразование фитола в фитановую кислоту, ее декарбоксилирование и последующее восстановление до пристана. В восстановительной среде сначала двойная связь фитола восстанавливается до дигидрофитола, с последующим восстановлением «ОН-» группы и образованием фитана. Таким образом, преобладание фитана свидетельствует об образовании ОВ в бескислородных (восстановительных) условиях, а преобладание пристана – о воздействии окисления на исходное нефтематеринское ОВ (Галимов, Кодина, 1982; Хант, 1982; Петров, 1984; Lijmbach, 1975). Этот фациально-генетический параметр наследуется нафтидами от нефтематеринского ОВ и устойчив к процессам катагенеза, миграции, конденсатообразования (Гончаров, Лебедева, 1985). В общем случае, значения отношения пристана к фитану менее 0,6 считаются характерными для резко восстановительных условий осадконакопления и диагенеза ОВ, укладывающиеся в диапазон от 0,6 до 1,5 – восстановительных, а превышающие 2 – субокислительных и слабо восстановительных; в свою очередь, величины более 3,0 свидетельствуют о существенно окислительных обстановках (Галимов, Кодина, 1982; Хант, 1982; Петров, 1984; Lijmbach, 1975). Вместе с тем, если для баженовских нефтей Широкого Приобья отношение пристан/фитан принимает значения < 1,5, то в нефтях и битумоидах пород баженовского горизонта на полуостровах Ямал, Гыданский и Таймыр параметр достигает величин 1,3–2,1 (Гончаров, 1987). Битумоиды и нефти, связанные

с нижнесреднеюрским ОВ севера ЗС НГП, образованным в основном из неморского биоматериала, который захоронялся в достаточно окислительных условиях, имеют отношение пристан/фитан 3–5 и более (Гончаров, 1987). Кроме того, параметр пристан/фитан может принимать значения > 5 вследствие фазово-ретроградных процессов при конденсатообразовании (Чахмахчев, 1983).

Отношения ациклических изопренанов к н-алканам, такие как пристан/н- C_{17} , фитан/н- C_{18} , используются для характеристики зрелости исходного ОВ. Поскольку в результате крекинга кероген генерирует н-алканы, а изопреноидные УВ при этом не образуются, значения приведенных показателей уменьшаются с увеличением термической преобразованности (Tissot et al., 1971; Connan, Cassou, 1980; Waples, Machihara, 1991). Вместе с тем соотношения пристана и фитана с совместно элюирующимися при ГЖХ н-алканами C_{17} и C_{18} подвержены влиянию и других факторов, помимо катагенеза, например, – биодегградации. Изопреноидные УВ, как правило, более устойчивы к биодегградации, чем н-алканы – на этом и основано использование этих параметров в качестве показателей биодегградации (Connan, Cassou, 1980; Waples, Machihara, 1991). Взаимосвязь значений данных показателей с окислительно-восстановительными обстановками накопления ОВ, а также биодегградации и катагенеза одновременно отражается на диаграмме Кеннона-Кессоу (Connan, Cassou, 1980; Peters et al., 2005).

По аналогии с предыдущими показателями, в практике российских геохимических исследований также используют коэффициент изомеризации $K_{\text{изо}}$ (Петров, 1984). Принимается, что $K_{\text{изо}} = 0,2–1$ – для ОВ, которое накапливалось в сильно восстановительных обстановках, а также для нефтидов, генерированных таким ОВ, а значения $K_{\text{изо}} = 0,1–0,2$, наоборот, характерны для более окисленного в диагенезе ОВ и связанных с ним нефтидов. Влияние биодегградации отражается на этом коэффициенте в виде его очень низких значений, а катагенеза, наоборот, в повышенных.

ХМС-анализ метано-нафтенных и нафтенно-ароматических фракций нефтей, конденсатов и битумоидов осуществлялся на системе, включающей газовый хроматограф «Agilent 6890», высокоэффективный масс-селективный

детектор Agilent MSD 5972A и компьютерную систему регистрации и обработки информации HPG 1034. Фракции растворяли в пентане. Для ввода и дозирования проб использовали автоматическое устройство AS 7673; ввод проб проводился в режиме split. Анализ проводился с использованием капиллярной кварцевой колонки HP-5 (длина – 30 м, внутренний диаметр – 0,25 мм, неподвижная фаза – 5 %-дифенил-+95 %-диметилсилоксан, толщина 0,25 мкм), газ-носитель – гелий. Скорость потока газа-носителя (гелий) – 1 мл/мин. Температура инжектора составляет 320 °С. Температурная программа: начало – изотерма при 100 °С длительностью 4 мин с последующим нагревом до 290 °С со скоростью 4 °С/мин и выдержкой при этой температуре 30 мин. Ионизирующее напряжение составляло 70 эВ, температура источника – 250 °С. Анализ проводился в режиме ТИС (сканирование по всему диапазону масс) и SIM (метод регистрации по характеристическим фрагментным ионам). Изучаемая проба при помощи газового хроматографа разделялась на компоненты в соответствии с их временами удерживания. Далее в масс-спектрометрической ионизационной камере компоненты в той последовательности, в которой они покидали хроматографическую колонку, ионизировались электронным ударом. После этого фрагменты молекул разделялись в магнитном поле и фиксировались детектором ионного захвата. Результатом ХМС-анализа являются масс-хроматограммы по общему ионному току (ТИС) или по набору фрагментных ионов (SIM). По горизонтальной оси на масс-фрагментограмме отображается время удерживания, по вертикальной – интенсивность сигнала. Идентификация анализируемых соединений осуществлялась по временам удерживания путем сравнения полученных масс-фрагментограмм с опубликованными (Philp, 1985; Конторович и др., 2004; Peters et al., 2005), а также сопоставлением масс-спектров отдельных компонентов со спектрами из библиотеки Национального института стандартов и технологий (США) NIST-05. Площади отдельных пиков регистрировались в ПО MSD ChemStation по масс-фрагментограммам, полученным при анализе в режиме SIM. Относительные концентрации индивидуальных соединений рассчитывались через отношение площади

Таблица 2.5 – Основные геохимические параметры по содержанию УВ-биомаркеров стеранового и терпанового ряда

Параметр и формула расчета		Генотип, условия осадконакопления и диагенеза	Катагенез	Биодеградация	Источник
Стераны C_{29}/C_{27}		< 1 для аквагенного ОВ и связанных с ним нафтидов > 1 для террагенного ОВ и связанных с ним нафтидов	При ↑ зрелости $S/(S + R)$ ↑ для $\alpha\alpha$	Скорость биоокисления ↓ $C_{27} > C_{28} > C_{29}$; стераны > гопаны	(Петров, 1984; Grantham 1986; Grantham, Wakefield, 1988; Peters et al., 2005)
Стераны $\beta\alpha/(\beta\beta + \alpha\alpha)$		↑ значения для ОВ глинистых пород и связанных с ним нафтидов ↓ значения для ОВ карбонатных пород и связанных с ним нафтидов	↑ при ↑ зрелости	↑ при ↑ степени биодеградации	(Петров, 1984; Peters et al., 2005)
Стераны C_{29}	$20S/(20S + 20R)$	–	от 0 до ~ 0,5 в ГЗН	↓ при биодеградации	(Петров, 1984; Peters, Moldowan, 1993; Peters et al., 2005)
	$\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$		от 0 до ~ 0,7 в ГЗН		
	$\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$		0,5–2,0 для слабозрелого ОВ и дочерних нафтидов 3,0–5,5 для зрелого ОВ и дочерних нафтидов		
$I_{ts} = 2 \cdot \sum \text{трицикланов } C_{19-20} / \sum \text{трицикланов } C_{23-26}$		< 1 для аквагенного ОВ и связанных с ним нафтидов > 1 для террагенного ОВ и связанных с ним нафтидов	Трицикланы/гопаны ↑ при ↑ зрелости	Трицикланы/гопаны ↑ при ↑ биоокисления	(Конторович и др., 1999; Peters et al., 2005)
Гомогопаны $C_{35}/\sum C_{31-35}$		< 1 Ох условия > 1 Red условия	При ↑ зрелости $22S/(22S + 22R)$ ↑ для C_{30-32}	Скорость биоокисления ↓ $22R > 22S$, $C_{35} > C_{34} > C_{33} > C_{32} > C_{31}$	(Петров, 1984; Каширцев, 2003)
Ts/Tm		> для террагенного ОВ и связанных с ним нафтидов > для ОВ терригенных пород	$MK_1^1 - 0,10$; $MK_1^2 - 0,65$; $MK_2 - 1,45$; $MK_3^1 - 2,65$; $MK_3^2 - 4,10$	–	(Петров, 1984; Rullkötter, Marzi, 1988; Peters et al., 2005)
Адиантан/гопан C_{30}		> 1 для ОВ карбонатов и мергелей эвапоритового генезиса < 1 для ОВ терригенных пород	↑ при ↑ зрелости	Скорость биоокисления ↓ $C_{30} > C_{29}$	(Тиссо, Вельте 1981)

Примечание: Ох – окислительные; Red – восстановительные.

Известно, что достоверную информацию о типе исходного ОВ позволяет получить распределение регулярных *стеранов* разного молекулярного веса (C_{27} , C_{28} , C_{29}). Преобладание гомологов C_{29} и, соответственно, значения соотношения стераны $C_{29}/C_{27} > 1$ указывают на основной вклад наземной растительности в исходное ОВ мезозойских отложений, доминирование же стеранов C_{27} (стераны $C_{29}/C_{27} < 1$) свидетельствует о преобладающей роли в формировании ОВ морского фитопланктона (Петров, 1984; Shanmugam, 1985; Grantham, 1986; Grantham, Wakefield, 1988; Peters et al., 2005). Для визуализации полученных соотношений принято строить тригонограмму (ТРГ) относительного распределения этих соединений.

Следующим диагностическим критерием по составу стерановых УВ является *отношение диастеранов к регулярным стеранам*. В зарубежной и отечественной литературе (Петров, 1984; Peters et al., 2005) говорится, что оно чувствительно к катагенезу, литологии и фаціальным обстановкам накопления ОВ. В качестве механизма образования диастеранов рассматривается кислый катализ регулярных стеранов на глинах (Rubinstein, Albrecht, 1975). Поскольку в карбонатной матрице образование диастеранов практически не происходит, по величине этого отношения можно диагностировать тип вмещающих ОВ отложений – глинистый или карбонатный. Ввиду этого определение степени зрелости по отношению диастеранов к регулярным стеранам может проводиться для ОВ и дочерних нефтидов единого фаціально-генетического типа. Известно, что диастераны более устойчивы в условиях высоких температур, чем регулярные, на чем и основано повышение значений этого показателя с ростом катагенеза от 1,3 на уровне МК₁¹ до 5,45 при достижении градации АК₂ (Петров, 1984; Peters et al., 2005).

Изомерные соотношения регулярных стеранов C_{29} $20S/(20S + 20R)$ и $\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$ эффективны для определения степени термической преобразованности УВ-флюидов (Peters et al., 2005). Основанием параметра $20S/(20S + 20R)$ служит изомеризация хирального центра C_{20} в стеранах C_{29} , ведущая к образованию 20S изомеров. В предшественниках стеранов в живом веществе встречается только R-конфигурация на C_{20} , а во время созревания ОВ

образуется смесь R- и S-конфигураций, и соотношение $20S/(20S + 20R)$ растёт от 0 до $\sim 0,5$, после чего наступает равновесие R- и S-форм. По данным (Peters, Moldowan, 1993), этот показатель информативен в пределах ПК–МК₁², по данным (Конторович и др., 1994) – практически по всей шкале катагенеза. Аналогичным образом, изомеризация на C₁₄ и C₁₇ у 20S и 20R регулярных стеранов C₂₉ ведет к увеличению значения параметра $\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$ от 0 до достижения равновесного состояния – 0,7. На отношение $\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$ имеет влияние генетический тип исходного ОБ и соленость среды, в которой происходила его седиментация (Peters et al., 2005). Оба изомерных соотношения также подвержены влиянию биodeградации, поскольку 20S- и $\beta\beta$ -изомеры к ней более чувствительны (Seifert, Moldowan, 1979; Mackenzie et al., 1983; Peters et al., 2005). Эти обстоятельства накладывают ограничение на использование параметров для определения уровня зрелости разнотипных УВ-флюидов и ОБ. Наряду с этими показателями, в практике геохимических исследований успешно применяется так называемый коэффициент старения ($\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$), основанный на тех же превращениях стеранов в процессе катагенеза. Этот параметр информативен в пределах градаций МК₁¹–МК₂ и принимает значения 0,5–2,0 для слабозрелого ОБ и генерированных им нафтидов и 3,0–5,5 для ОБ ГЗН и его производных (Петров, 1984).

Трициклические терпаны (хейлантаны), благодаря их относительной устойчивости к процессам биodeградации и термического созревания (Seifert, Moldowan, 1979; Peters et al., 2005), успешно используются для генетических корреляций битумоидов пород и УВ-флюидов. Например, соотношения между трицикланами C₂₂/C₂₁ и C₂₄/C₂₃ позволяют разделить нафтиды, генерированные ОБ карбонатных и терригенных пород, C₂₆/C₂₅ – ОБ морского и озерного генезиса (Peters et al., 2005). *Расширенное трициклановое соотношение* (Extended Tricyclic Terpane Ratio – ETR), вычисляемое по формуле $(C_{28} + C_{29})/(C_{28} + C_{29} + Ts)$, может быть использовано для диагностики возраста материнских пород. В работе (Holba et al., 2001) было показано, что в нефтях, генерированных материнскими породами триасового возраста, ETR > 2,

нижнеюрского – $< 2,0$, а средневерхнеюрского, в большинстве образцов, – $< 1,2$. Данную закономерность связывают со снижением биопродуктивности источника этих трициклановых УВ (празиофитных одноклеточных водорослей) в конце триаса и тоаре (Peters et al., 2005). В отечественной практике в качестве интегральной характеристики соотношения между трицикланами разного молекулярного веса широко применяется трициклановый индекс (I_{TC}), предложенный в работе (Конторович и др., 1999). Преобладание трициклических терпанов C_{23} – C_{26} ($I_{TC} < 1$) указывает на аквагенный тип исходного ОВ, а преобладание трициклических терпанов C_{19} – C_{20} ($I_{TC} > 1$) – на террагенный, поскольку происхождение псевдогомологов C_{19} и C_{20} связывают с дитерпеноидами, такими как абиетиновая кислота, которая продуцируется сосудистыми растениями (Каширцев, 1988; Peters et al., 2005). Кроме того, в связи с устойчивостью трициклических дитерпанов к процессам бактериального окисления, селективное накопление этих молекул в совокупности с присутствием в составе проб 25-норгопанов может служить индикатором высоких стадий биodeградации (Reed, 1977; Connan et al., 1979; Seifert, Moldowan, 1979).

Высокие концентрации тетрацикланов на сумму терпанов могут свидетельствовать о высоком вкладе высшей наземной растительности в состав исходного ОВ (Peters et al., 2005).

Пентациклические терпаны (гопаны и моретаны), наравне со стеранами, используются для диагностики степени катагенетической преобразованности ОВ и генетических корреляций. Для оценки зрелости ОВ и нефтей применяется отношение $22S/(22S + 22R)$ гомогопанов C_{31} – C_{32} . В незрелом ОВ встречаются гопаны только 22R конфигурации, которые постепенно превращаются в смесь диастереомеров 22R и 22S. С ростом катагенеза соотношение растет от 0 до $\sim 0,6$, когда достигаются равновесные концентрации (Peters et al., 2005). По данным (Schoell et al., 1983), отношение $22S/(22S + 22R)$ информативно в пределах градаций катагенеза от ПК₃ до МК₂ и принимает значения 0,5–0,54 на начальных этапах нефтеобразования, а значения 0,57–0,62 характерны для ОВ в ГЗН, после чего отношение остается постоянным.

Для получения информации о степени зрелости нафтидов используется также отношение *трисноргопана к триснорнеогопану* (T_s/T_m). T_m – биологически продуцируемая структура, а T_s образуется в результате диагенетических и термических процессов. В равновесной смеси должно содержаться более 95 % T_s -изомера, что связано с пространственной и структурной изомеризацией хирального центра трисноргопана (Peters et al., 2005). Характерны следующие значения отношения T_s/T_m в зависимости от градации катагенеза: MK_1^1 – 0,10; MK_1^2 – 0,65; MK_2 – 1,45; MK_3^1 – 2,65; MK_3^2 – 4,10 (Конторович и др., 1994). Поскольку на селективное накопление «биологической» структуры T_m могут оказывать влияние восстановительные обстановки диагенеза, фациальные обстановки седиментации, генетический тип исходного ОБ, этот параметр следует использовать с осторожностью для разнотипных битумоидов и нафтидов (Peters, Moldowan, 1993; Петров, 1984; Peters et al., 2005). Так, значение T_s/T_m ниже у нефтей, связанных с ОБ аквагенного генотипа, по сравнению с нефтями, генерированными террагенным ОБ; также это значение выше у нефтей и битумоидов из глинистых нефтематеринских толщ, чем из карбонатных (Rullkötter, Marzi, 1988).

В качестве индикатора окислительно-восстановительной обстановки в седиментогенезе и диагенезе используется относительное распределение гомогопанов $C_{31}-C_{35}$ (Peters et al., 2005). Соотношения гомогопанов $G_2 C_{35} / \sum G_2 C_{31}-C_{35}$ называют *гомогопановым индексом* (Peters, Moldowan, 1993). Относительно высокие концентрации гомогопана C_{35} указывают на морские условия седиментогенеза и восстановительные диагенеза, относительно низкие концентрации C_{35} – на субокислительные или слабо восстановительные (Peters et al., 2005). Аналогичный по смыслу, но более наглядный параметр $G_2 C_{35}(S + R) / G_2 C_{34}(S + R)$ был предложен в работе (Каширцев, 2003), который принимает значения > 1 в случае морских восстановительных обстановок диагенеза и < 1 – для пресноводных. На примере УВ-флюидов Восточной Сибири было показано преобладание гомогопанов C_{35} ($G_2 C_{34} < G_2 C_{35}$) в нефтях морского генезиса и, наоборот, гомологов C_{34} ($G_2 C_{34} > G_2 C_{35}$) в нефтях континентального.

Для юрских и неокомских нефтей Западной Сибири характерны максимальные концентрации гомогпанов C_{30} или C_{31} , а концентрации более низко- и высокомолекулярных гомогпанов, как правило, значительно ниже (Конторович и др., 1991). Связано это с тем, что условия осадконакопления и диагенеза аквагенного ОВ Западной Сибири, по-видимому, были менее восстановительные по сравнению исходным ОВ восточно-сибирских УВ-флюидов.

Характеристикой среды осадконакопления также является *отношение гопана (C_{30}) к адиантану (C_{29})*. Высокое содержание адиантана ($C_{29}/C_{30} > 1$) характерно, как правило, для ОВ карбонатов или мергелей эвапоритового генезиса, формирование которых происходило в условиях аноксии, и генерированных им нафтидов. Однако поскольку адиантан более стабилен на высоких стадиях катагенеза, отношение C_{29}/C_{30} также может увеличиваться при термическом созревании ОВ (Тиссо, Вельте, 1981, Peters et al., 2005). Для битумоидов пород и нафтидов Западной Сибири, где распространены преимущественно терригенные отложения, этот параметр всегда < 1 .

В составе нафтенно-ароматических фракций нефтей, конденсатов и битумоидов пород методом ХМС изучено распределение моно-, би- и полициклических ароматических УВ и сероароматических соединений. Анализ проводился в режиме ТИС (сканирование по всему диапазону масс) и SIM-записи характерных осколочных ионов изучаемых ароматических соединений: m/z 178, 192, 206, 220 – для фенантрена (Ф) и его моно-, ди-, триметилзамещенных производных (МФ), m/z 184, 198, 212, 226 – для дибензотиофена (ДБТ) и его метилпроизводных (МДБТ), m/z 253 и 231 – для моно- (МАС) и триароматических (ТАС) стероидов. Относительные концентрации Ф и ДБТ определялись по площадям соответствующих пиков на масс-фрагментограммах по m/z 178 и 184, соответственно; 1-, 2-, 3-, 9-МФ и 1-, 2-, 3-, 4-МДБТ – по m/z 192 и m/z 198, соответственно; МАС – по m/z 253; ТАС – по m/z 231 (Рисунок 2.5).

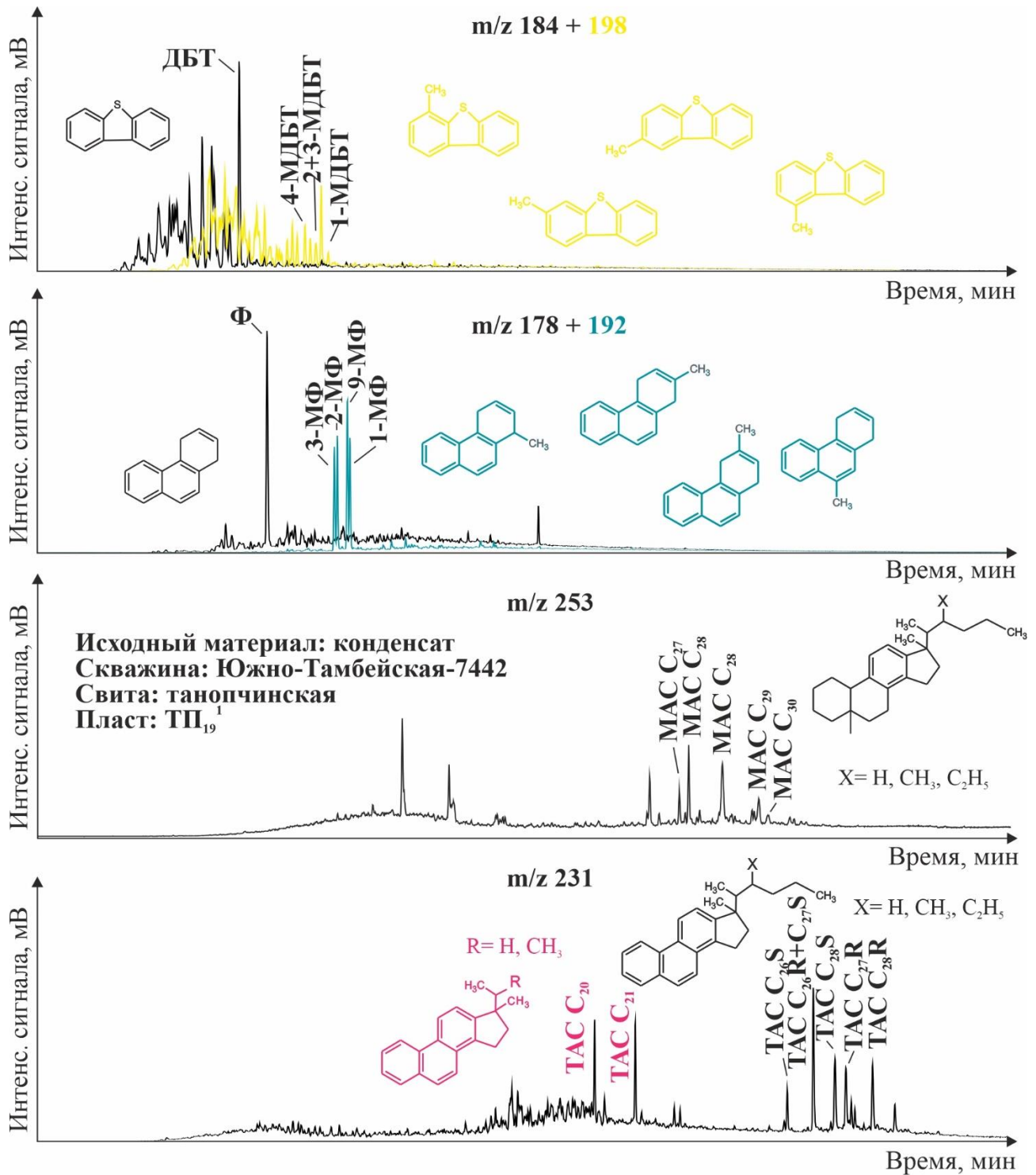


Рисунок 2.5. – Типовые масс-фрагментогаммы распределения аренов

Примечание: Интенс. – интенсивность; N-МДБТ – N-метилдобензотиофен; N-МФ – N-метилфенантрен; MAC C_n – моноароматические стероиды; TAC C_nR – триароматические стероиды; S / R – конфигурация на C₂₀ атоме углерода; N – положение алкильного заместителя; n – количество атомов C.

Информация о распределении и относительном содержании ароматических и тиофеновых соединений, отраженная в значениях параметров, приведенных в Таблице 2.6, может быть использована для реконструкции типа исходного ОВ,

обстановок его захоронения (Hughes et al., 1995; Peters et al., 2005; Конторович и др., 2004). Так, в работе (Конторович и др., 2004) показано, что *преобладание* в составе ароматической фракции *определенных групп аренов* может, в общих чертах, говорить о преимущественном составе исходного ОВ – террагенном или аквагенном. Так, из биоматериала террагенного генезиса образуются, преимущественно, Ф и МФ, аквагенного – МАС и ТАС. Однако на образование и селективное накопление ароматических и сероароматических соединений оказывают влияние обстановки седиментогенеза, процессы миграции и термического преобразования. Ввиду этого использовать данные закономерности для логических построений следует с осторожностью. Также в работе (Конторович и др., 2004) говорится, что накопление МАС и ТАС в ОВ связано как с биологическим источником, так и с условиями его преобразования в седиментогенезе. Среди ароматических стероидов преобладание ТАС характерно, в большей степени, для аквагенного ОВ и восстановительных обстановок седиментогенеза, МАС, наоборот, для террагенного ОВ и более окислительных обстановок (Конторович и др., 2004; Peters et al., 2005).

Считается (Ludwig et al., 1981; Melendez et al., 2013; Liao et al., 2015; Деревесникова и др., 2019), что образование ТАС происходит по пути последовательной ароматизации сначала третьего гексациклического кольца в молекуле стерана, сопровождающейся миграцией метильного заместителя от C_{13} к C_{17} и образованию МАС, затем второго и третьего кольца МАС с отрывом метильного заместителя от C_{10} . Таким образом, исходные холестаны состава C_{27} – C_{29} преобразуются в МАС C_{27} – C_{29} и затем в ТАС состава C_{26} – C_{28} . Следовательно, и их относительное распределение в составе ароматических фракций нефтей, конденсатов и битумоидов пород, подобно распределению насыщенных стеранов C_{27} – C_{29} , может служить диагностическим критерием генетического типа исходной биомассы.

Таблица 2.6 – Основные геохимические параметры по распределению ароматических и сероароматических соединений

Параметр и формула расчета	Генотип, условия седиментации и диагенеза	Катагенез	Источник
$\Sigma\Phi + \text{МФ}/\Sigma\text{TAC} + \text{MAC}$	> 1 для террагенного ОВ и связанных с ним нафтидов < 1 для аквагенного ОВ и связанных с ним нафтидов	–	(Конторович и др., 2004; Peters et al., 2005)
$\Sigma\text{TAC}/\Sigma\text{MAC}$	< 1–2 для террагенного ОВ (Ох обстановки) > 2–3 для аквагенное ОВ (Red обстановки)		
$\Sigma\text{ДБТ} + \text{МДБТ}/\Sigma\Phi + \text{МФ}$	> 1 – Red обстановки < 1 – Ох обстановки < 0,5 – терригенные породы	–	(Hughes et al., 1995; Конторович и др., 2004; Peters et al., 2005)
$\text{TAC } C_{26} / \text{TAC } C_{27} / \text{TAC } C_{28}$	> $\text{TAC } C_{26}$ – аквагенное ОВ > $\text{TAC } C_{28}$ – террагенное ОВ	–	(Колесников и др., 1991; Деревесникова и др., 2019)
$\text{MPI-1} = \frac{1,5 \cdot (2\text{-МФ} + 3\text{-МФ})}{(\Phi + 1\text{-М} + 9\text{-МФ})}$	–	$R^{\circ}_{vt} = 0,6 \cdot \text{MPI-1} + 0,37$	(Radke et al., 1982a; 1982b; 1986; Peters et al., 2005)
$\text{ФИ} = 2\text{-МФ}/\Phi$	–	$R^{\circ}_{vt} = 0,69 \cdot \text{ФИ} + 0,43$	(Radke et al., 1982b; Конторович и др., 2004)
$\text{МДБТ} = 4\text{-МДБТ}/1\text{-МДБТ}$	2,3-МДБТ < 1-МДБТ < 4-МДБТ для аквагенного ОВ	$R^{\circ}_{vt} = 0,073 \cdot \text{МДБТ} + 0,51$	(Radke et al., 1982b; Schou, Myhr, 1988; Radke, 1988; Конторович и др., 2004)
$\text{ДБТИ} = (2\text{-} + 3\text{-МДБТ})/\text{ДБТ}$		$R^{\circ}_{vt} = 0,3 \cdot \text{ДБТИ} + 0,51$	
$\text{TАСИ} = (\text{TAC } C_{21} + \text{TAC } C_{22})/\Sigma\text{TAC}$	–	$R^{\circ}_{vt} = 0,32 \cdot \text{TАСИ} + 0,58$	(Radke et al., 1982b; Конторович и др., 2004)

Примечание: S – сера; Ох – окислительные; Red – восстановительные; MPI-1 – первый метилфенантреновый индекс; ФИ – фенантреновый индекс; ДБТИ – дибензотиофеновый индекс; ТАСИ – триароматический стероидный индекс.

Подавляющее количество сероароматических соединений напрямую не наследуется от живого вещества. Образование сероароматических соединений, включая ДБТ, зависит от способности редуцированной серы взаимодействовать с ОВ при осадконакоплении и раннем диагенезе (Hughes et al., 1995). Наиболее благоприятными для образования ДБТ являются бескислородные обстановки, сероводородное заражение и низкие концентрации железа. То есть, *соотношение между Σ ДБТ и Σ Ф* контролируется, в основном, факторами среды. Так, преобладание ДБТ и МДБТ над Ф и МФ свидетельствует о восстановительных условиях седиментации и диагенеза исходного ОВ (Hughes et al., 1995; Чахмахчев, Виноградова, 2003). Также, значения отношения Σ ДБТ + МДБТ/ Σ Ф + МФ < 0,5 считаются надежным диагностическим признаком терригенного состава исходных нефтематеринских пород, а Σ ДБТ + МДБТ/ Σ Ф + МФ > 1 – карбонатного (Hughes et al., 1995).

Кроме того, считается (Laflamme, Hites, 1978; Otto, Simoneit, 2001), что алкилированные фенантрены – ретен, биопредшественником которого является абейтиновая кислота, и перилен, образование которого связано с различными хиноновыми пигментами, – указывают на террагенный генотип исходного ОВ. В свою очередь, бензогопаны, формирующиеся вследствие дегидратации, циклизации и последующей ароматизации «хвостовой» части бактериогопанполиолов, являются индикаторами высокого бактериального вклада в исходную биомассу (Peters et al., 2005).

Вместе с тем данные о распределении МДБТ, МФ, ТАС наиболее часто применяются в геохимических исследованиях для оценки термической преобразованности ОВ (Radke et al., 1982a; Radke et al., 1982b; Radke et al., 1986; Radke, 1988; Wang et al., 2004; Конторович и др., 2004). Одним из показателей степени катагенеза является *метилфенантреновый индекс MPI-1* (см. таблица 2.6). Этот индекс хорошо коррелирует с отражательной способностью витринита ($R^o_{vt} = 0,6 \text{ MPI-1} + 0,4$, $R = +0,96$) и может использоваться в качестве показателя зрелости, на который мало влияют фациальные обстановки накопления нефтематеринского ОВ (Radke et al., 1982a; 1982b; 1986). Индекс основан

на представлении об образовании метилфенантронов путем алкилирования фенантрена и бóльшей термодинамической устойчивости изомеров с алкильным заместителем в β -положении, т.е. 2-МФ и 3-МФ (Dewar, 1952; Radke et al., 1982a).

Как показатель зрелости также широко применяется отношение 4-МДБТ/1-МДБТ, для которого установлена (Radke, 1988) корреляционная взаимосвязь с отражательной способностью витринита ($R^{\circ}_{vt} = 0,073 \cdot (4\text{-МДБТ}/1\text{-МДБТ}) + 0,51$) и со значением температуры максимального выхода УВ в пике S_2 при пиролизе ($T_{\max} = 423 + 5,1 \cdot (4\text{-МДБТ}/1\text{-МДБТ})$). В соответствии с работами (Dewar, 1952; Wang et al., 2004), при увеличении зрелости возрастает доля ДБТ с алкильным заместителем в наиболее термодинамически стабильном положении – на 4-м атоме С (β -положение). Как упоминалось ранее, ДБТ напрямую не наследуются от живого вещества, и благодаря своей симметричной структуре обладают высокой термодинамической стабильностью и устойчивостью к процессам биodeградации. Однако из-за способности ДБТ образовывать водородные связи соотношение может искажаться в обратном направлении под влиянием миграции (Wang et al., 2004).

Для характеристики катагенетической преобразованности также могут быть использованы многие другие соотношения между индивидуальными ароматическими соединениями или их группами, например, фенантеновый индекс (ФИ), дибензотиофеновый индекс (ДБТИ), триароматический стероидный индекс (ТАСИ) (Radke et al., 1982a; Конторович и др., 2004). В общих чертах эти соотношения отражают те же закономерности изменения индивидуального состава в направлении достижения наиболее термодинамически устойчивого состояния. Для этих параметров, аналогично ранее рассмотренным, путем корреляции эмпирических данных были установлены зависимости с отражательной способностью витринита (см. таблица 2.6).

Как уже упоминалось, ХМС-анализ применялся также для изучения распределения легкокипящих УВ C_3 – C_8 в составе нефракционированных проб нефтей и конденсатов (см. рисунок 2.2). Для этого использовались хроматограммы по ТИС (Рисунок 2.6), полученные на ХМС-системе, включающей газовый

хроматограф «Hewlett Packard 5890» с высокоэффективным масс-селективным детектором Agilent MSD 5972 и компьютерной системой регистрации и обработки данных (MSD ChemStation). Ввод проб в объеме 1 мкл производился с помощью шприца SGE (10 мкл) в режиме деления потока (split). Разделение компонентов проб по времени удерживания проводилось с помощью капиллярной кварцевой колонки DB1 (длина – 60 м, внутренний диаметр – 0,254 мм, неподвижная фаза – 100 %-диметилполисилоксан, толщина слоя 0,25 мкм). В качестве газа-носителя использовался гелий, скорость потока – 1 мл/мин; температура инжектора – 290 °С. Температурная программа: начало – изотерма при 40 °С длительностью 5 мин с последующим нагревом до 280 °С со скоростью 3 °С/мин и выдержкой при этой температуре 90 мин. Ионизирующее напряжение – 70 эВ, температура источника – 180 °С.

Идентификация индивидуальных соединений и расчет площадей соответствующих пиков проводились в ПО MassHunter с учетом опубликованной информации о порядке выхода легкокипящих УВ (Петров, 1984; Peters et al., 2005) и с использованием библиотеки спектров, составленной по NIST-05 и данным из (Петров, 1986). Относительные концентрации идентифицированных соединений определялись как отношение площади соответствующего пика на хроматограмме по ТС к сумме площадей всех пиков.

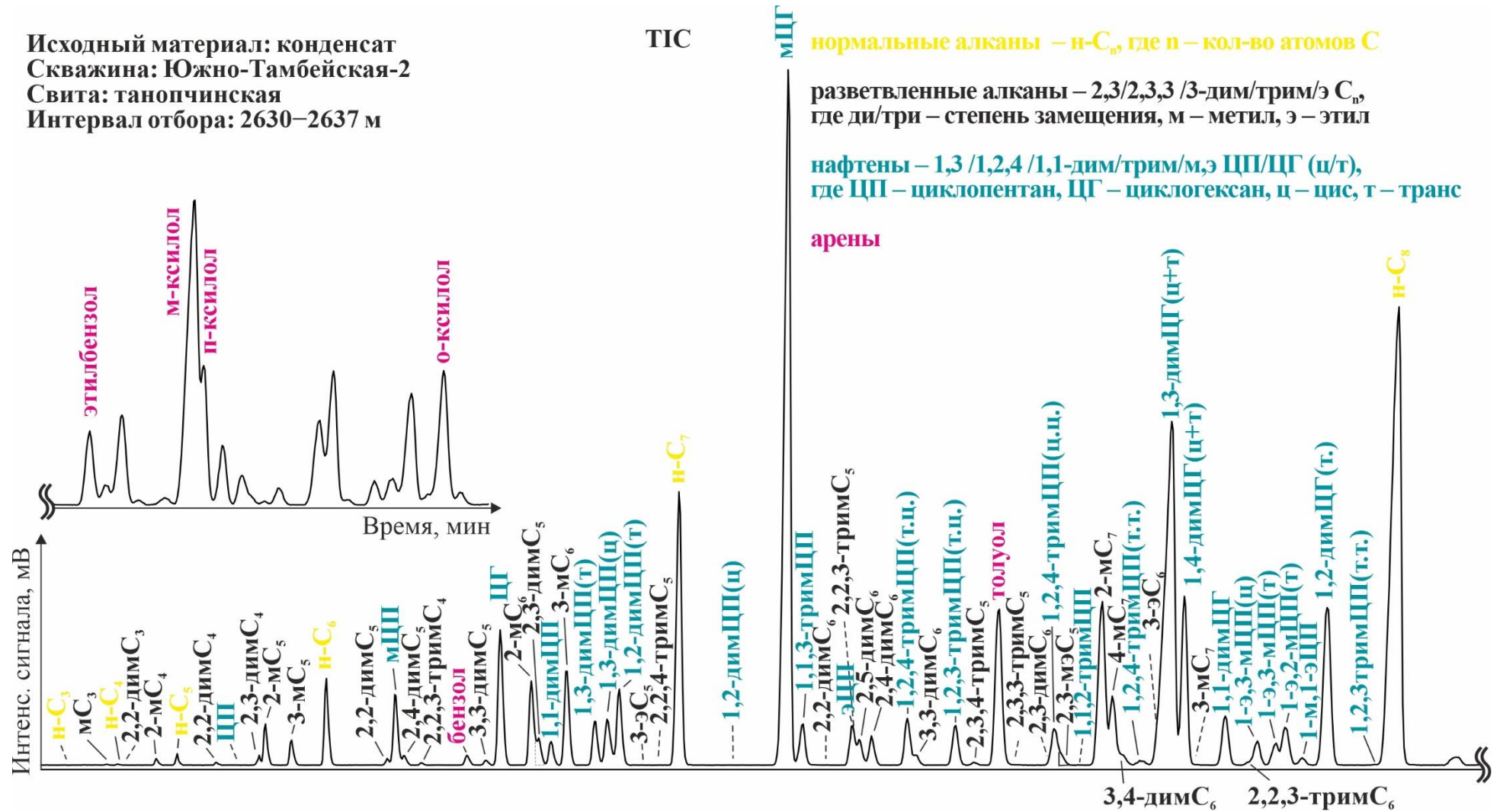


Рисунок 2.6 – Распределение УВ C_3 – C_8 на типовой хроматограмме по общему ионному току (ТГС)

Всего идентифицировалось 68 индивидуальных УВ состава C_3-C_8 (см. рисунок 2.6): *n*- и *i*-алканы, циклопентаны (ЦП), циклогексаны (ЦГ), легкие арены (бензол, толуол, этилбензол, *m*-, *o*- и *p*-ксилол). Содержания УВ C_3 и C_4 в изученных пробах, как правило, близки к нулевым и не играют существенного значения в концентрационных соотношениях. Набор анализируемых соединений приведен в соответствие с архивными базами данных, созданными в ИНГГ СО РАН на основе информации об УВ-составе фракций $T_{н.к.}-125$ °С, полученной методом ГЖХ нефракционированных проб нефтей и конденсатов в Центральной лаборатории объединения «Главтюменьгеология» в 1970–1980-е гг. Результаты проведенных ХМС-исследований были сопоставлены с данными ГЖХ для нефтей и конденсатов севера Западной Сибири, представленных одновременно в коллекции ИНГГ СО РАН и архивных базах данных. Рассчитано среднеквадратичное отклонение для каждого определяемого компонента. В среднем для 1139 проанализированных значений оно составляет 0,49 % на сумму УВ C_3-C_8 , что, в целом, не выходит за рамки допустимой погрешности, а рассчитанные на их основе величины геохимических параметров находятся в тех же интерпретационных интервалах. На основе этого, при характеристике индивидуального состава легкокипящих фракций нефтей и конденсатов коллекции равнозначно использованы результаты ХМС (19) и ГЖХ (56).

Как уже обсуждалось ранее, геохимические показатели, рассчитанные на основании относительных концентраций высокомолекулярных нормальных и изопреноидных алканов, полициклических насыщенных УВ-биомаркеров, ароматических и сероароматических соединений, широко и успешно применяются для определения генетического типа исходного ОВ, окислительно-восстановительных условий его фоссилизации, термической преобразованности и воздействия на состав флюидов процессов биodeградации (Хант, 1982; Петров, 1984; Peters et al., 2005). При этом, как было показано многими исследователями (Чахмахчев, Виноградова, 1979; Чахмахчев, 1983; Гончаров, 1985, 1987; Изосимова и др., 1989; Гордадзе, Матвеева, 1995; Борисова и др., 2000), эти геолого-геохимические особенности нефтей и конденсатов могут быть

установлены по распределению низкомолекулярных УВ бензиновых фракций (Таблица 2.7). Несмотря на то, что подобные исследования в последние годы проводятся не так широко в связи с развитием технологической и научной базы для изучения высокомолекулярных нефтяных соединений, они имеют особенное значение для характеристики нафтидов с низкими концентрациями УВ-биомаркеров, например, конденсатов и легких нефтей, которые широко представлены в рассматриваемой коллекции.

Основную роль в образовании низкомолекулярных нефтяных УВ принято отдавать процессам термодеструкции, в ходе которых происходит распад более крупных УВ-структур на фрагменты – УВ состава C_3 – C_8 (Добрянский, 1948; Хант, 1982; Петров, 1984; Schaefer, Littke, 1988; Гордадзе, 2002; Peters et al., 2005; Гордадзе и др., 2010). Вместе с тем отмечается, что распределение УВ бензиновых фракций зависит, в первую очередь, от структур предшественников – типа исходного вещества и обстановок осадконакопления. Кроме того, оно может применяться для диагностики воздействия вторичных процессов, таких как миграция и биodeградация (Стасова, Андрусевич, 1981; Гончаров, 1985, 1987; Mango, 1990, 1991, 1994; Соболева, Строганов, 1993; Halpern, 1995; Борисова и др., 2000; Фурсенко, 2014). Поскольку данные молекулы имеют очень маленький углеродный скелет, существует множество возможных механизмов их образования, и, следовательно, установить биологических предшественников отдельных низкомолекулярных УВ довольно сложно (Peters et al., 2005). В связи с этим многие геохимические показатели, основанные на распределении УВ C_3 – C_8 , имеют эмпирическую и статистическую основу.

Таблица 2.7 – Основные геохимические параметры по составу легкокипящей фракции нефтей и конденсатов

Параметр и формула расчета	Генотип исходного ОВ	Катагенез	Биодеградация	Источник
н-С₇/мЦГ	> 1,2 – аквагенный 0,30–0,80 – террагенный	↑ при катагенезе	< 0,3 для биodeградированных нафтидов	(Dai, 1992; Haven, 1996; Odden et al., 1998; Фурсенко, 2014)
ΣЦП/ΣЦГ	> 0,9 – аквагенный < 0,7 – террагенный	↓ при катагенезе	–	(Чахмахчев, 1983; Гончаров, 1985, 1987; Изосимова и др., 1989; Борисова и др., 2000; Фурсенко, 2014)
Этилбензол/Σксилолов	> 0,30 – аквагенный < 0,2 – террагенный	Может ↓ при катагенезе	–	(Halpern, 1995; Гордадзе, Матвеева, 1995; Гончаров, 1985, 1987; Фурсенко, 2014)
Алканы/цикланы	> 2,0 – аквагенный 0,75–1,50 – террагенный	↑ при катагенезе	< 0,75 для биodeградированных нафтидов	(Гончаров, 1985, 1987; Изосимова и др., 1989; Борисова и др., 2000; Фурсенко, Борисова, 2006; Фурсенко, 2014)
Изоалканы/н-алканы	–	–	> 1,5 для биodeградированных нафтидов	(Гончаров, 1985; Изосимова и др., 1989; Фурсенко, Борисова, 2006)
Монометилалканы/ диметилалканы	–	–	–	–
I_{Т1} = 2-мС₆ + 3-мС₆/ (1,3-димЦП + 1,2-димЦП)	–	↑ при катагенезе	Может ↓	(Thompson, 1979)
I_{ТН} = 100 · н-С₇/ (ЦГ + 2-мС₆ + 1,1-дмЦП + 3-мС₆ + 1,3-дмЦП(ц) + 1,2дмЦП(т) + н-С₇ + мЦГ)	–	↑ при катагенезе	Может ↓	(Thompson, 1983; 1987)
I_У = цикланы/ (цикланы + алканы + арены)	–	↓ при катагенезе	Может ↑	(Young et al., 1977)
I_Ш = н-С₆/и-С₆ + ЦГ + мЦП	–	↑ при катагенезе	Может ↓	(Шиманский, 1984)

Примечание: обозначения соединений см. на рисунке 2.6; I_{Т1} – изогептановое соотношение Томсона; I_{ТН} – гептановое соотношение Томсона; I_У – индекс Юнга; I_Ш – индекс Шиманского.

Одним из основных генетических критериев по составу легкокипящих УВ является *отношение гептана (н-С₇) к метилциклогексану (мЦГ)*, которое в соответствии с результатами изучения обширного фактического материала по нефтям мезозойских отложений Западной Сибири (Фурсенко, 2014) принимает значения $> 1,2$ для нефтей и конденсатов, образованных ОВ аквагенного генотипа, и $0,30-0,80$ для производных террагенного ОВ. Объяснением данной закономерности может служить то, что вероятными биологическими предшественниками ЦГ являются бициклические терпены и камфоры, входящие в состав пигментов наземных растений (Каррер, 1960). В более расширенном виде эта генетическая особенность распределения УВ состава С₇ отражается на ТРГ в координатах: *пентациклические (димЦП), гексациклические (мЦГ, толуол) и ациклические (н-С₇, 2-мС₆, 3-мС₆) УВ* (Dai, 1992; Haven, 1996; Odden et al., 1998). Поскольку основным источником нефтяных аренов считаются (Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984) ароматические структуры ОВ, унаследованные от высших наземных растений (кутины, лигнин), высокие концентрации толуола, наравне с мЦГ, связывают с террагенным генотипом исходного ОВ. Предшественниками 2-мС₆ и 3-мС₆ в нефтях, наоборот, могут служить изо- и антеизоокислоты, унаследованные от аналогично построенных биосинтезированных соединений, широко распространенных среди бактериальных липидов (Петров, 1984). Область, характерная для УВ-флюидов, генерированных ОВ террагенного генотипа, закономерно располагается в зоне преобладания мЦГ и толуола над остальными классами УВ. Существенным ограничением в использовании данных диагностических критериев является подверженность гептана (н-С₇) и метилгексанов (2-мС₆, 3-мС₆) биологическому окислению. Так, для биодegradированных нефтей и конденсатов мезозоя Западной Сибири значения $н-С_7/мЦГ < 0,3$, а точки на ТРГ занимают крайние положения на противоположной ациклическим УВ стороне (Dai, 1992; Haven, 1996; Odden et al., 1998; Фурсенко, 2014).

Генетическими параметрами, сравнительно устойчивыми к процессам биодegradации, считаются отношения *циклопентанов (ЦП) к циклогексанам (ЦГ)*,

этилбензола к сумме ксилолов (Halpern, 1995; Гордадзе, Матвеева, 1995; Гончаров, 1985; 1987; Борисова и др., 2000; Фурсенко, Борисова, 2006). Эти показатели принимают большие значения ($> 0,9$ и $> 0,30$, соответственно) для нафтидов, образованных за счет аквагенного ОВ, и, наоборот, меньшие ($< 0,7$ и $< 0,2$) – за счет террагенного (Гончаров, 1985, 1987; Фурсенко, 2014). В то же время, соотношение между пятичленными и шестичленными цикланами, по мнению некоторых исследователей (Чахмахчев, 1983; Изосимова и др., 1989), является чувствительным к катагенезу нефтей в связи с меньшей термодинамической устойчивостью ЦП по сравнению с ЦГ и более активным новообразованием ЦГ за счет большей распространенности шестичленных циклов в высокомолекулярных УВ. Однако по результатам лабораторного моделирования (Гончаров, 1987) процессов термического крекинга было показано, что особенности состава бензиновых УВ нефтей, включая соотношение $\sum ЦП / \sum ЦГ$, нельзя объяснить с позиции катагенеза. Отношение $\sum ЦП$ к $\sum ЦГ$ косвенно отражается на описанных ранее ТРГ по составу УВ C_7 , а также на ТРГ в координатах *н-алканы-ЦП-ЦГ* (Dai, 1992; Haven, 1996; Odden et al., 1998; Фурсенко, 2014).

Для диагностики типа исходного ОВ по групповому составу легкокипящей фракции также может применяться параметр *алканы/цикланы*: $> 2,0$ – аквагенный; $0,75-1,50$ – террагенный (Борисова и др., 2000; Фурсенко, 2014; Фурсенко и др., 2019). Вместе с тем данное соотношение очень чувствительно к биодegradации и зачастую применяется как диагностический критерий (значения $< 0,75$) соответствующих процессов в залежи (Гончаров, 1985; Изосимова и др., 1989; Фурсенко, Борисова, 2006; Фурсенко, 2014).

Другими информативными показателями биодegradации являются соотношения *н-алканы/изоалканы* и *монометилалканы/диметилалканы* (Гончаров, 1985, 1987; Изосимова и др., 1989; Фурсенко, Борисова, 2006). Все приведенные соотношения, включая вышеописанные *н-С₇/мЦГ*, *2-мС₆+3-мС₆/мЦГ*, *алканы/цикланы*, уменьшаются при биодegradации, что связано с большей растворимостью в воде (среде обитания микроорганизмов) *н-алканов* и их менее

разветвленных гомологов, а также бóльшей способностью н-алканов и монозамещенных алканов к диффузии через липидную оболочку бактерий в сравнении с цикланами и разветвленными (дизамещенными) гомологами алканов.

Еще одним применением данных о компонентном составе бензиновых фракций является оценка влияния катагенеза. Для этого в геохимической литературе предлагается достаточно широкий спектр критериев: $n-C_6/\Sigma mC_6$, $n-C_7/\Sigma mC_7$, $2-mC_6/3-mC_6$, $\Sigma mC_6/\Sigma \text{дим}C_5$, ЦГ/мЦП, мЦГ/ $\Sigma \text{дим}ЦП$, толуол/этилбензол, (арены + алканы)/цикланы (Шиманский, 1984; Сафонова, 1974; Гончаров, 1987; Изосимова и др., 1989). В основном применяемые показатели базируются на представлениях о «парафинизации» легкокипящей фракции при новообразовании УВ в ходе распада керогена, термической деструкции высокомолекулярных УВ и смолисто-асфальтеновых соединений, а также изомеризации УВ за счет термokatалитических процессов в залежах. Однако возможность крекинга бензинов в залежах в геохимической практике подвергается сомнениям (Гончаров, 1985, 1987). Кроме того, информативность катагенетических параметров по составу бензиновых УВ ограничена влиянием других геохимических факторов. В первую очередь, это генотип исходного ОВ и биодеградация (Гончаров, 1985, 1987; Гордадзе, Матвеева, 1995; Изосимова и др., 1989; Фурсенко, 2014). По этой причине многие исследователи рекомендуют проводить подобные оценки на выборках неизмененных в гипергенезе нафтидов, образованных ОВ единого генотипа. В районе исследования это может быть достаточно затруднительно в связи с развитием разнофациальных НГМТ и процессов биодеградации. В работе (Гордадзе, Матвеева, 1995) для определения преобразованности нафтидов, генерированных ОВ аквагенного генезиса, предлагается использовать отношение о-ксилол/(м- + п-ксилол), так как этилбензол и о-ксилол являются первичными, а м- и п-ксилолы образуются из о-ксилола в процессе катагенеза. В свою очередь для нафтидов, образованных ОВ террагенного генотипа, рекомендуется применять соотношение м-ксилол/(о- + п-ксилол), так как террагенное ОВ продуцирует

преимущественно этилбензол и м-ксилол, а уже из м-ксилола образуются о- и п-ксилолы. По причине недостаточно четкого хроматографического разделения пиков м- и п-ксилолов на неполярной колонке, использованной в данном исследовании, применить эти катагенетические параметры для изученной коллекции не представляется возможным. В качестве комплексных показателей преобразованности нафтидов по составу УВ C_3-C_8 , отмеченных достаточно высокой информативностью (см. таблица 2.7), можно выделить параметр $n-C_6/(i-C_6 + ЦГ + мЦП)$, предложенный В. К. Шиманским (Шиманский, 1984), обозначим его $I_{ш}$, индекс Э. Янга $I_Y = \text{цикланы}/\text{цикланы} + \text{алканы} + \text{арены}$ (Young et al., 1977), а также $I_{ТН} = 100 \cdot n-C_7/(ЦГ + 2-мC_6 + 1,1-дмЦП + 3-мC_6 + 1,3-дмЦП(ц) + 1,2-дмЦП(т) + n-C_7 + мЦГ)$ и изогептановое $I_{ТГ} = 2-мC_6 + 3-мC_6/(1,3-димЦП + 1,2-димЦП)$ соотношения К. Томсона (Thompson, 1979; 1983; 1987). Для гептанового соотношения ($I_{ТН}$) по диаграмме зависимости от параметра $n-C_7/мЦГ$ предложены критерии для выделения «нормальных» ($I_{ТН} 18-22$; $n-C_7/мЦГ 0,5-0,8$), «зрелых» ($I_{ТН} 22-30$; $n-C_7/мЦГ 0,8-1,5$) и «высокопреобразованных» ($I_{ТН} > 1,5$; $n-C_7/мЦГ > 1,5$) нефтей. Как упоминалось ранее, все перечисленные параметры, в том числе $I_{ш}$, I_Y , $I_{ТН}$, $I_{ТГ}$ (см. таблица 2.7), которые будут обсуждаться для нафтидов исследованной коллекции, изменяются под действием не только катагенетических процессов.

Таким образом, для типизации нафтидов и битумоидов ОВ по фациально-генетическим особенностям, степени термокаталитической преобразованности, воздействию на состав вторичных процессов, таких как биodeградация, может использоваться широкий набор геохимических показателей. Окислительно-восстановительные обстановки в бассейне седиментации исходного ОВ и его генотип диагностируются по распределению н-алканов и ациклических изопренанов ($n-C_{27}/n-C_{17}$, TAR, пристан/фитан, пристан/ $n-C_{17}$, фитан/ $n-C_{18}$), стеранов и терпанов (стераны C_{27}/C_{29} ; стераны $\beta\alpha/(\beta\beta + \alpha\alpha)$; $I_{ТС}$; $\GammaГ C_{35}/\sum\GammaГ C_{31-C_{35}}$; гопан $C_{30}/\text{адиантан}$), аренов ($\sum\Phi + М\Phi/\sumТАС + МАС$; $\sumТАС/\sumМАС$; $\sumДБТ + МДБТ/\sum\Phi + М\Phi$; $МАС C_{29}/МАС C_{27}$), низкомолекулярных УВ

легкокипящих фракций нафтидов ($n\text{-C}_7/\text{мЦГ}$; $(2\text{-мC}_6 + 3\text{-мC}_6)/\text{мЦГ}$; $\Sigma\text{ЦП}/\Sigma\text{ЦГ}$; этилбензол/ Σ ксилолов; алканы/цикланы), а также содержанию серы (S, %) и изотопному составу углерода ($\delta^{13}\text{C}$, $\delta^{13}\text{C}_{\text{орг}}$). Для определения степени катагенетической преобразованности исходного ОВ успешно применяется следующий комплекс биомаркерных параметров зрелости: индекс СРІ; изомерные соотношения регулярных стеранов C_{29} $20\text{S}/(20\text{S} + 20\text{R})$, $\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$; соотношение S и R форм ГГ C_{32} : $22\text{S}/(22\text{S} + 22\text{R})$; отношение Ts/Tm; показатели МРІ-1, ДБТИ, 4-МДБТ/1-МДБТ, ФИ, ТАСИ по составу высокомолекулярных аренов; индексы Томсона, Юнга, Шиманского, соотношения форм ксилолов и параметры $n\text{-C}_6/\Sigma\text{мC}_6$, $n\text{-C}_7/\Sigma\text{мC}_7$, $2\text{-мC}_6/3\text{-мC}_6$, $\Sigma\text{мC}_6/\Sigma\text{димC}_5$, ЦГ/мЦП, мЦГ/ $\Sigma\text{димЦП}$ на основе распределения УВ $\text{C}_3\text{--}\text{C}_8$. Воздействие на состав нафтидов процессов микробиального окисления диагностируется по следующим специфическим изменениям в составе нормальных и изопреноидных алканов, стеранов, терпанов, а также аренов (Рисунок 2.7). В зависимости от степени деструкции определенных классов УВ-соединений, отражающейся в значениях соответствующих показателей, выделяют несколько основных стадий микробиальной переработки (Peters et al., 2005; Каширцев и др., 2001; Виноградова, Пунанова, 2012).

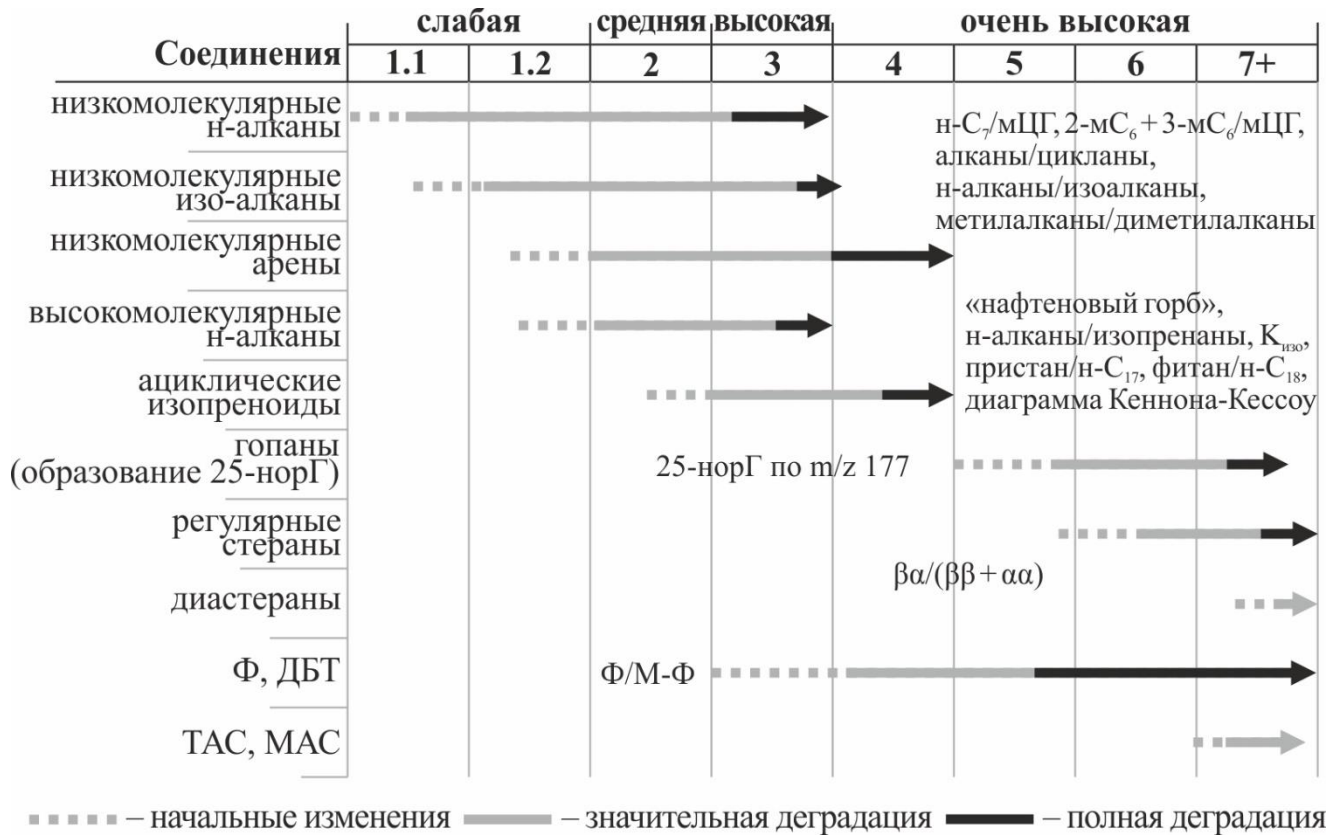


Рисунок 2.7 – Стадии биodeградации нафтидов и последовательность деструкции компонентов их состава

Примечание: схема соответствует (Peters et al., 2005; Каширцев и др., 2001; Виноградова, Пунанова, 2012).

Физико-химические характеристики нефтей и конденсатов (содержание серы, плотность, вязкость, фракционный и групповой состав), в свою очередь, активно используются для классификации УВ-флюидов в соответствии с их товарными качествами. В частности, физико-химические свойства (в первую очередь содержание легкокипящих фракций) определяют направления переработки УВ-флюидов (производство топлив), а также их эксплуатационные свойства (плотность, вязкость и сернистость – добыча, транспортировка). Вместе с тем данные параметры косвенно отражают информацию о геолого-геохимическом типе залежей (групповой, фракционный состав), воздействии на состав нафтидов биodeградации (плотность, вязкость), а также их генотипе (содержание серы).

Результаты проведенных геохимических типизаций схематично отображались на карте района исследования (см. рисунок 1.1). Контуры месторождений (Конторович и др., 2017; 2018; 2023) закрашивались в цвет,

соответствующий фациально-генетическому типу, степени биодegradации или стадии катагенетической преобразованности ОВ, с которыми были соотнесены соответствующие пробы нефтей и конденсатов. Экстраполяция и, в отдельных случаях, усреднение полученных результатов для отображения на схемах проводились экспертным путем с учетом локализации точек отбора без привлечения специализированного ПО. Фракционный состав изученных нафтидов отражен на схеме совместно для нефтей и конденсатов, как среднее арифметическое для всех проб отдельно взятых месторождений, представленных в коллекции.

Глава 3. СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ГЕОХИМИИ НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ

Открытие в 1960–1970-х гг. первых месторождений нефти и газа на полуострове Ямал положило начало изучению состава и свойств УВ-флюидов. Было опубликовано несколько крупных обобщающих работ, в которых обсуждались особенности геохимии нефтей Западной Сибири, изменение их свойств по площади и разрезу, влияние на состав процессов катагенеза, гипергенеза и фазовой дифференциации (Гурари и др., 1963; Конторович, Стасова, 1964; Конторович и др., 1967; 1975). Так, в работе (Конторович и др., 1975) впервые на основании единичных проб и экстраполяции данных закартированы закономерности изменения физико-химических свойств нафтидов северных районов Западной Сибири. Результаты представлены в виде схем по нижнесреднеюрскому, верхнеюрскому, валанжин-готеривскому и готерив-аптскому нефтегазоносным горизонтам. Согласно этим схемам, на севере Западной Сибири распространены легкие и очень легкие УВ-флюиды ($< 0,83 \text{ г/см}^3$) с низкой сернистостью ($< 0,25 \%$).

Более поздние региональные работы подтверждают и во многом повторяют результаты исследований, опубликованных с 1960-х гг. В частности, в работе (Справочник..., 1998) изложены общие закономерности изменения физико-химических свойств и состава нефтей в зависимости от различных геолого-геохимических факторов, и приводятся средние значения плотности ($0,80 \text{ г/см}^3$) и содержания серы ($0,06 \%$) в нефтях северных районов ЗС НГП. В статье (Борисова и др., 2011) рассмотрены физико-химические свойства западно-сибирских нефтей, отобранных из нижнемеловых залежей. Характеристики изученных нафтидов отражены на схематических картах, значительно детализированных по сравнению с ранее опубликованными схемами (Конторович и др., 1975).

В сборнике научных трудов СНИИГиМС опубликована статья О. Ф. Стасовой и В. Е. Андрусевича (1981), посвященная геохимии УВ-флюидов мезозойских отложений севера Западной Сибири. В работе представлен средний

физико-химический и УВ-состав нефтей и конденсатов Усть-Енисейской, Надым-Пурской и Ямальской НГО по юрскому, неокомскому и альб-сеноманскому НГК. Установлено, что конденсаты этих НГК схожи с соответствующими нефтями и имеют лишь закономерные отличия в виде более низкой плотности и содержания смолисто-асфальтовых компонентов, бóльшего выхода бензиновой фракции ($T_{н.к.} - 200\text{ }^\circ\text{C}$) и содержания метановых УВ. На основании определенных особенностей УВ-состава среди изученных проб было выделено две группы. К первой были отнесены нефти и конденсаты юрского и неокомского НГК, ко второй – нефти и конденсаты альб-сеноманского.

В рамках изучения геохимии миграции УВ-систем В. А. Чахмахчевым в 1983 г., для уточнения схем вертикальной зональности распределения разных типов залежей УВ и перспектив нефтегазоносности северных территорий Западной Сибири, был проведен анализ опубликованных и полученных данных по составу бензиновых фракций нефтей и конденсатов (Чахмахчев, 1983). Район исследования включал юго-восточную часть полуострова Ямал. Выделено два семейства флюидов: нафтеновые нефти и конденсаты альб-сеноманского резервуара и парафиновые нефти и конденсаты толщ юрского и неокомского возраста. Предполагалось, что нафтеновый состав флюидов альб-сеномана может соответствовать «незрелому» типу нефти или обусловлен процессами биodeградации «зрелых» нефтей. Роль углистого ОВ апт-альб-сеноманского комплекса в генерации УВ обсуждалась и в других работах (Конторович и др., 1980; Немченко и др., 1989; 1999; Чахмахчев и др., 1990). В частности, в исследованиях Н. Н. Немченко (Немченко и др., 1989; 1999) обосновывается положение о самостоятельности процессов газообразования и газонакопления в меловом и юрском нефтегазоносных комплексах. В работе А. Э. Конторовича (Конторович и др., 1980), напротив, обсуждается преобладающая роль ОВ юрских и нижневаланжинских отложений в формировании сеноманских газовых скоплений на севере Западной Сибири. Тем не менее А. Э. Конторович и О. Ф. Стасова (1978)

не исключают роль как незрелого ОВ, так и процессов биодegradации и фазовой дифференциации в формировании специфических нафтеновых нафтидов в залежах верхних интервалов разреза на севере Западной Сибири.

Более локальное изучение геохимии нефтей и конденсатов полуострова Ямал началось в 1980–1990-х гг. Так, в статье (Строганов, 1989), на примере Бованенковского месторождения, физико-химические свойства УВ-флюидов полуострова Ямал рассматриваются с точки зрения генетической зональности размещения залежей и прогноза нефтегазоносности. Согласно приведенным данным, все УВ-флюиды месторождения делятся на: 1) вторичные – миграционные (берриас-готеривские), возникшие за счет переформирования нефтегазовых скоплений; 2) первичные (юрские), образовавшиеся непосредственно из гумусово-сапропелевого ОВ юрских пород в верхней газоконденсатной зоне; 3) смешанные (баррем-альбские).

В начале 1990-х гг. была опубликована работа (Соболева, Строганов, 1993), в которой рассматривалось более 100 проб нефтей и конденсатов, отобранных из залежей от палеозойского до аптского возраста на 18 месторождениях полуострова Ямал. В статье приведена общая характеристика физико-химических свойств нефтей и, что самое важное, результаты газожидкостной хроматографии (ГЖХ) этих проб. А именно, по результатам ГЖХ – ((пристан + фитан)/(н-С₁₇ + н-С₁₈) – 0,3–1,0; $\sum(\text{н-С}_{13}\dots\text{н-С}_{15})/\sum(\text{н-С}_{23}\dots\text{н-С}_{25})$ – 1,0–3,2; пристан/фитан – 1,3–3,0; $\text{CPI} > 1$) – для нефтей большей части полуострова Ямал определен смешанный тип исходного ОВ, формировавшегося в окислительных обстановках, а для нефтей месторождений центральной части полуострова – преимущественно морской.

В 1994–1995-х гг. был опубликован ряд работ А. В. Чахмахчева с соавторами (Чахмахчев, Волкова, 1994; Chakhmakhev et al., 1994; Чахмахчев и др., 1995), в которых обсуждается состав легкокипящей, насыщенной и ароматической фракций нефтей и конденсатов месторождений полуострова Ямал. В УВ-составе исследованных нефтей и конденсатов фиксируются следующие закономерности: доминирование стеранов С₂₇, высокие значения отношения пристан/фитан (1,8–2,64). По параметрам зрелости (стераны С₂₉: 20S/(20S + 20R) – 0,34–0,44,

$\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha) - 0,47-0,51$; $\Gamma\Gamma C_{31}: 22S/(22S + 22R) - 0,52-0,57$; $Ts/Tm - 0,45-0,87$; $MPI - 0,56-1,04$; $TAC C_{20}/(TAC C_{20} + TAC C_{28}) - 0,54-0,78$; 4-/1-МДБТ – 0,7–2,95) диагностируется достижение исходным ОВ «нефтяного окна». Для альб-сеноманских нефтей и конденсатов определяется более низкая степень преобразованности материнского ОВ, что авторы связывают с разным термическим напряжением после аккумуляции флюидов. В результате совместной интерпретации данных по геохимии УВ-флюидов и ОВ пород авторами показана генетическая связь юрских и меловых нафтидов с ОВ баженовской и тюменской свит, накапливавшимся в глубоководно-морских условиях. Подтверждением вертикальной миграции флюидов из юрских толщ служат соотношения между низкомолекулярными УВ. В отношении альб-сеноманских конденсатов приводится 2 гипотезы: 1) основным фактором их образования является биodeградация; 2) формирование УВ-состава этих конденсатов происходило за счет меловых НГМТ, обогащенных террагенным континентальным ОВ.

В начале 2000-х гг. опубликована еще одна статья, посвященная геохимии УВ-флюидов полуострова Ямал (Katz et al., 2003). Исследован состав нефтей юрских и меловых залежей Бованенковского, Харасавэйского, Новопортовского и Малыгинского месторождений. По данным ИСУ ($-30,7...-28,3 \text{ ‰}$), ГЖХ и ХМС определено накопление исходного для этих проб аквагенного (с примесью террагенного) ОВ в условиях открытого моря и уровень его преобразованности, соответствующий ГЗН. Авторы также подчеркивают высокую роль фазовой дифференциации при формировании соответствующих залежей.

Кроме того, конденсаты Бованенковского и Новопортовского месторождений рассматривались в статье (Гируц и др., 2014). Акцент исследования сделан на изучении в составе проб n-алканов, ациклических изопренов и адамантановых УВ. Авторами показано, что процессы биodeградации не оказывает влияния на распределение и концентрации адамантанов $C_{11}-C_{13}$.

В работе (Шевченко и др., 2016) рассматриваются пробы конденсатов из среднеюрских и меловых залежей Малоямальского и Южно-Тамбейского месторождений. Были получены данные, согласующиеся с более ранними

работами (Chakhmakhchev et al., 1994; Чахмахчев и др., 1995). В исследовании подчеркивается, что все изученные пробы более чем на 99 % состоят из УВ-компонентов с очень низким содержанием смол и, в лучшем случае, следовыми концентрациями асфальтенов. Опираясь на распределение легкокипящих УВ в составе проб батского, баррем-нижнеаптского и аптского резервуаров (УВ C_5-C_8 : $\Sigma ЦП/\Sigma ЦГ - 0,19-0,52$; этилбензол/ Σ ксилолов $- 0,10-0,18$; $n-C_7/мЦГ - 0,20-0,38$; алканы/цикланы $- 0,76-2,00$), авторами сделан вывод о связи этих конденсатов с ОВ преимущественно гумусового генотипа. По составу конденсатов альб-сеноманского резервуара Южно-Тамбейского месторождения (отсутствие n -алканов и ациклических изопренанов) определено влияние на их состав процессов биodeградации и их генетическая связь с небiodeградированными конденсатами изучаемой выборки ($\Sigma ЦП/\Sigma ЦГ - 0,28-0,32$).

В статье (Соболева и др., 2019) обсуждаются геолого-геохимические особенности НГМТ и нафтидов Бованенковского месторождения. При совместном рассмотрении данных о распределении n -алканов, изо-алканов, цикланов и аренов в составе фракций нефтей и конденсатов, выкипающих до 130 °С, определены смешанный гумусово-сапропелевый тип исходного ОВ нефтей и конденсатов юрских и готерив-аптских залежей, и смешанный с преобладанием гумусовой составляющей нефтей и конденсатов альб-сеноманского резервуара и пластов ТП₁₃₋₁₄ баррем-нижнеаптского возраста. Материнское ОВ исследованных нефтей и конденсатов накапливалось в умеренно восстановительных обстановках.

Кроме того, в 2019 г. вышли статьи Е. А. Фурсенко с соавторами (Фурсенко и др., 2019; Fursenko, Kim, 2019), посвященные геохимии конденсатов среднеюрских залежей Малоямальского месторождения. В работах приведены характеристики физико-химических свойств; на основании распределения легкокипящих УВ, насыщенных и ароматических соединений ($\Sigma ЦП/\Sigma ЦГ - 0,20-0,52$; этилбензол/ Σ ксилолов $- 0,15-0,18$; пристан/фитан > 3 ; $СР1 \gg 1$; $n-C_{27}/n-C_{17} - 0,06-0,10$; стераны $C_{29}/C_{27} > 1$; диастераны/регулярные стераны $> 0,5$; $\Gamma C_{35}/C_{34} < 1$; $I_{TC} \gg 1$), а также ИСУ ($-27,4...-25,6 \%$) авторами сделано

заключение о генерации исследованных конденсатов за счет липидных компонентов преимущественно террагенного ОВ, формировавшегося в слабо восстановительных обстановках. Основываясь на значениях параметров зрелости (стераны C_{29} : $\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R - 2,62-4,38$, $\alpha\alpha 20S/\alpha\alpha 20R - 0,75-1,09$; Гг $C_{31}-C_{33}$: $22S > 22R$; $T_s/T_m - 0,37-0,82$; ФИ $- 0,39-0,47$; ТАСИ $- 0,28-0,60$; ДБТИ $- \sim 1$; $\sum\Phi + М\Phi/\sumДБТ + МДБТ - 16,34-18,51$ и др.), установлено, что образование конденсатов происходило в условиях ГЗН.

Одной из последних опубликованных работ по геохимии УВ-флюидов севера Западной Сибири является статья, подготовленная научным коллективом «ТомскНИПИнефть» и Томского политехнического университета (Гончаров и др., 2023). Исследование проводилось на большой коллекции, включающей пробы материнских пород, нефтей, конденсатов, попутных нефтяных и свободных газов Ямальской, Гыданской и Надым-Пурской НГО. Полуостров Ямал в данной коллекции охарактеризован пробами нефтей, отобранными из меловой части разреза Бованенковского месторождения. На основе легкого ИСУ ($\delta^{13}C - 30,3... - 28,4 \text{ ‰}$) и относительно низких значений отношений пристан/фитан ($< 1,55-1,86$), $K_{изо}$ ($0,26-0,46$), определены восстановительные условия осадконакопления исходного ОВ, нехарактерные для нижнесреднеюрских толщ, и достаточно высокая степень его катагенетической преобразованности, превышающая зрелость ОВ баженовской свиты в районе Бованенковского месторождения. Вследствие этого авторами сформулировано предположение, что основным источником УВ-флюидов Бованенковского месторождения являются верхнеюрские породы Южно-Карской мегавпадины, где их современный уровень катагенеза оценивается на уровне (АК). Кроме того, по результатам молекулярных исследований авторами диагностирована биodeградация нефтей пластов ТП₁₄ и ТП₁₅₋₁₆. Результаты аналитического изучения всего фактического материала (Ямальская, Гыданская, Надым-Пурская НГО) позволили оценить вклад различных источников в формирование залежей УВ-флюидов на севере ЗС НГП. Так, нефтяные УВ меловых залежей генерированы преимущественно ОВ баженовского горизонта, а газообразные УВ, в основном из залежей

нижнего апта – берриаса, – нижнесреднеюрским ОВ. Флюиды апт-альб-сеноманского комплекса образованы в результате биodeградации и частично за счет незрелого мелового ОВ (изотопно легкие газовые залежи апт-альб-сеномана). Ведущая роль в формировании нефтегазового потенциала юрских толщ принадлежит нижнесреднеюрскому ОВ.

Таким образом, УВ-флюиды полуострова Ямал, согласно опубликованным исследованиям, образованы ОВ разного генотипа. В качестве диагностических параметров для определения генотипа и уровня катагенетической зрелости исследователями используются, главным образом, концентрационные распределения УВ и ИСУ. Делается вывод, что конденсаты нижнемеловых и юрских залежей, а также альб-сеноманских отложений вероятнее всего генерированы зрелым террагенным и(или) смешанным ОВ, которое накапливалось в слабо и умеренно восстановительных условиях (Чахмахчев и др., 1995; Конторович и др., 2013б; Chakhmakhchev et al., 1994; Fursenko, Kim, 2019; Гончаров и др., 2023). Их источником могли быть нижнесреднеюрские НГМТ. Также не исключается, что в формировании залежей этих нефтидов, в первую очередь из меловых залежей, участвовало разнотипное ОВ. Нефти из меловых залежей центральных и южных районов полуострова Ямал, вероятно, образованы за счет ОВ баженовской и аквагенных прослоев абалакской свит (Воробьева и др., 1992; Чахмахчев и др., 1995; Конторович и др., 2013б; Chakhmakhchev et al., 1994; Katz et al., 2003). Считается (Соболева и др., 2019; Fursenko, Kim, 2019; Katz et al., 2003), что вариации физико-химических свойств УВ-флюидов по разрезу и по площади в значительной мере обусловлены не генетическими причинами, а вторичными преобразованиями (биodeградация, миграционные процессы). Большинство исследователей склоняется к тому, что основным фактором формирования УВ-состава нефтей и конденсатов альб-сеноманских залежей является биodeградация (Воробьева и др., 1992; Дахнова и др., 2009; Шевченко и др., 2016). Также распространено мнение о высокой роли меловых НГМТ в образовании этих нефтидов (Чахмахчев, Волкова, 1994; Chakhmakhchev et al., 1994; Чахмахчев и др., 1995; Гончаров и др., 2023).

Схематично геохимическую изученность нефтей и конденсатов полуострова Ямал можно представить следующим образом (Рисунок 3.1). Как видно, на сегодняшний день опубликовано значительное количество исследований, в которых рассматриваются геохимические особенности нафтидов отдельных, главным образом, крупных месторождений Ямальской НГО (Чахмахчев, Волкова, 1994 и др.). Регионально геохимические особенности этих флюидов обсуждаются, главным образом, на основе единичных проб и дальнейшей экстраполяции данных на весь арктический регион Западной Сибири (Гурари и др., 1963 и др.). В отдельных работах (Соболева, Строганов, 1993) проведена геохимическая типизация нефтей и конденсатов полуострова Ямал, которая опирается на значительный по объему массив аналитических данных по составу углеводородов C_5 – C_8 . Однако высокомолекулярные УВ-биомаркеры, которые являются основой современных геохимических обобщений, в этой работе не обсуждаются. С этим и связана необходимость систематизации обширного объема информации, а также проведения дополнительных комплексных геохимических исследований на большом объеме фактических данных, как с точки зрения представительности коллекции, так и степени проработки объектов исследования современными аналитическими методами химического анализа.

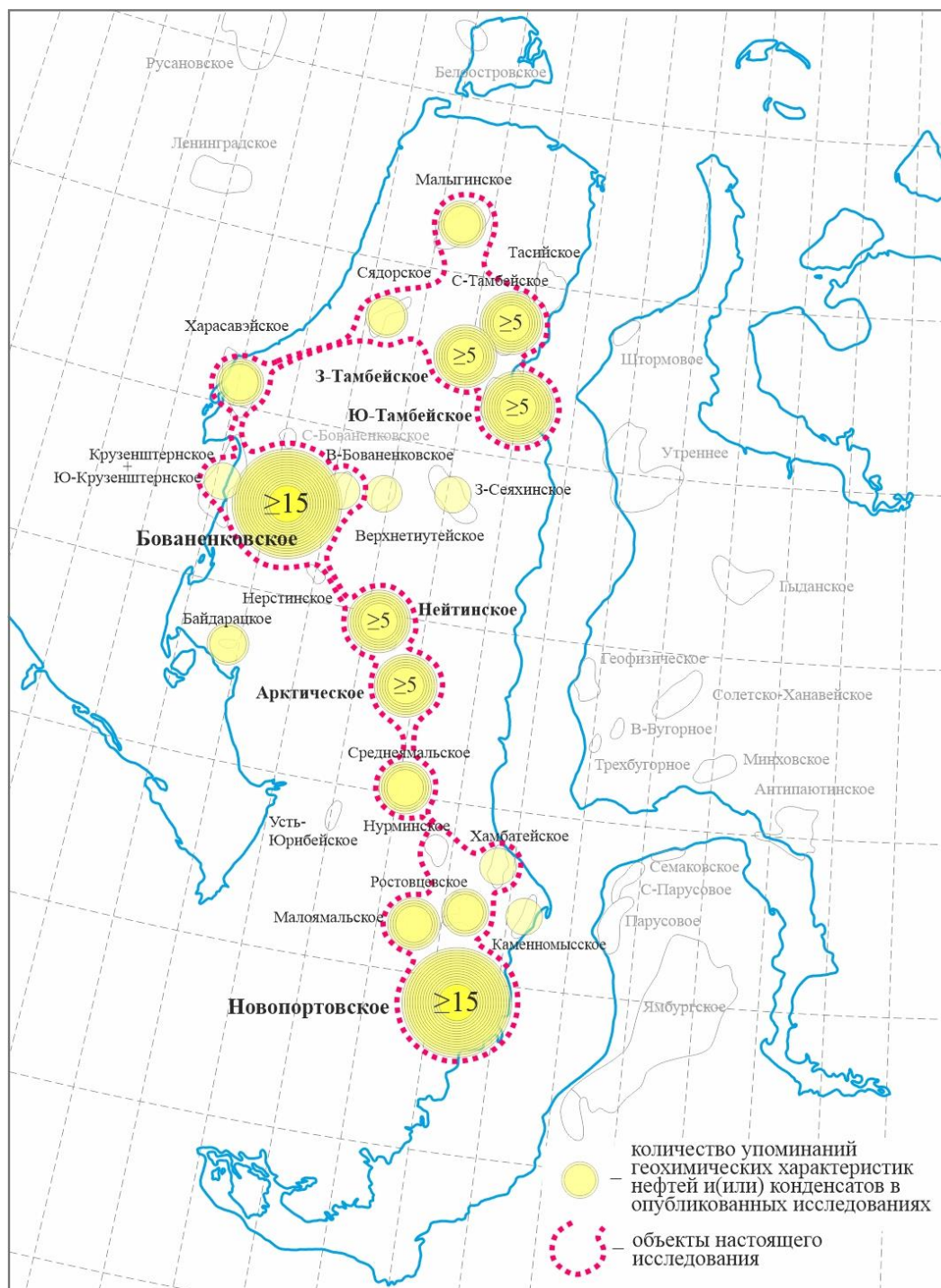


Рисунок 3.1 – Схематичное представление геохимической изученности нефтей и конденсатов полуострова Ямал

Примечание: названия месторождений Ю – Южно; С – Северо; З – Западно.

Мезозойская часть разреза является нефтегазоносной также в арктическом секторе Канады (нефтегазоносный бассейн (НГБ) Бофорт-Маккензи, НГБ Свердруп) и США (Северо-Аляскинский НГБ) (Полякова, 2015). Нефтяные, газовые и газоконденсатные залежи Северо-Аляскинского бассейна относятся к месторождениям Ист Барроу, Коллвилл Дельта, Кемик, Поинт Томсон и др.

Мезозойская часть разреза продуктивна только на одном из месторождений бассейна Бофорт-Маккензи – Саус Барроу. В канадском бассейне Свердруп скопления нефти и газа в мезозойских толщах выявлены на месторождениях Сикулик, Дрейк Поинт, Хекла, Кинг Кристиан.

Нефти бассейна Бофорт-Маккензи, в зависимости от целей и результатов исследований, разными авторами (Snowdon, 1979; Snowdon, Powell, 1982; Brooks, 1986; Curiale, 1991) делятся на несколько генетических групп (две/три). Основопологающее разделение – на нефти, генерированные ОВ морского и континентального генотипов. Нефти первой группы характеризуются содержанием серы порядка 1 %, второй – обычно менее 0,2 % (Curiale, 1991). При этом во многих работах (Brooks, 1986; Curiale, 1991) указывается, что все нефти бассейна, независимо от преобладающего вклада в исходное ОВ липидов того или иного происхождения, изотопно легкие и имеют значения пристан/фитан значительно выше 1,5. Образование нефтей верхнемелового синеклизного и кайнозойского дельтового комплексов связывают с эоценовыми формациями Ричардс и Талгу и, в меньшей степени, с верхнепалеоцен-нижнеэоценовой формацией Аклак, которые характеризуются высоким нефтегенерационным потенциалом и обогащены керогеном II типа (Полякова, 2015). Известны также залежи тяжелых нефтей в девонских известняках восточной периферии бассейна, нефтематеринскими для которых, предположительно, являются верхнедевонские сланцы Кенол (Полякова, 2015).

В бассейне Свердруп на Канадском Арктическом архипелаге в период с 1969 по 1985 гг. был открыт целый ряд нефтяных и газовых месторождений, на которых продуктивны мезозойские толщи. В разрезе крупных газовых месторождений Дрейк-Поинт и Хекла под залежами газа встречаются залежи тяжелой сернистой нефти, битуминозных и асфальтовых песков. В качестве источника этих УВ-флюидов исследователи выделяют формации Кейп-Филлипс и Ейдс нижнего – среднего палеозоя, обогащенные ОВ террагенного генотипа. Локализацию газовых скоплений в мезозойской части разреза связывают с выносом жидких УВ мощным потоком газового элюента в верхние горизонты,

вследствие ухудшения коллекторских свойств отложений на больших глубинах резервуаров (Meyerhoff, 1982; Obermajer et al., 2010). В качестве подтверждения этой теории исследователи приводят уникальное месторождение Бент-Хорн – в нем сохранились нефтяные залежи в девонских резервуарах (Obermajer et al., 2010). С другой стороны, в мезозойской части разреза бассейна Свердруп хорошими нефтематеринскими качествами обладает триасовая группа Шей-Поинт, обогащенная морским планктонным ОВ, юрские формации Джеймисон-Бей, Рингес и верхнемеловая формация Кэнгук, которые также могли играть существенную роль в генерации УВ-флюидов мезозойского комплекса этого региона (Gentzis, Goodarzi, 1993).

В Северо-Аляскинском бассейне на большом числе месторождений в отложениях триаса, юры и мела открыты залежи нефти, газа и конденсата. Нефти и конденсаты большинства месторождений связывают с рифтовым комплексом верхнего триаса – неокома (Magoon, 1994; Vanet, 1994; Mitterer et al., 2002; Peters et al., 2006, 2008). Это формация Шублик поздне триасового возраста, обогащенная аквагенным ОВ, Кингак юрского возраста с ОВ смешанной природы, и нижнемеловая формация Пейбл-Хью, содержащая разнотипное ОВ. В качестве источников газовых залежей ряда месторождений рассматривают мел-кайнозойские толщи бруксовского комплекса: газонфтематеринская формация Каннинг, газоматеринские формации Нэншак и Торок, содержащие прослой угля (Magoon, 1994).

Северо-Аляскинский НГБ, с точки зрения распространенного типа залежей (нефтяные, газовые и газоконденсатные) и стратиграфической приуроченности основных нефтегазоматеринских толщ (триас, юра, мел), среди рассмотренных НГБ (НГБ Бофорт-Маккензи, НГБ Свердруп) имеет наибольшее сходство с северными и арктическими районами Западной Сибири. Среди УВ-флюидов Северо-Аляскинского НГБ выделяют два основных семейства (Peters et al., 2006, 2008). Нафтиды первого семейства (А), в отличие от второго (В), характеризуются высоким содержанием трицикланов в составе терпанов, высоким отношением T_s/T_m и более низкими значениями стераны C_{27}/C_{29} и др.

Такие различия в составе рассматриваются как следствие различного вклада биоматериала аквагенного и террагенного происхождения в рассеянное ОВ пород-источников. В частности, считается, что нафтиды семейства А генерированы аквагенным ОВ, тогда как нафтиды семейства В, наоборот, унаследовали свой УВ-состав от террагенного ОВ. В качестве пород-источников каждого из семейств предполагается сразу несколько потенциально нефтегазоматеринских толщ, при этом ни одна из них в отдельности в полной мере не объясняет биомаркерные характеристики нефтей семейства А или В. Проблема установления связей «нефтематеринское ОВ – нефть, конденсат» в этом регионе даже получила собственное название – North Slope problem. Геохимики, занимавшиеся этим вопросом (Magoon, 1994; Banet, 1994; Mitterer et al., 2002), применяли многочисленные методы исследования состава и свойств нефтей и нефтематеринских толщ (изотопный состав серы, водорода, измерения оптического вращения молекул и др.), в попытках исключить из генетических корреляций влияние негенетических процессов (зрелость, миграция, биodeградация, промывка водой и др.). Следует отметить, что, несмотря на такой разносторонний и детальный подход, в настоящее время не существует единых общепринятых интерпретаций полученных данных, что отражает сложность корреляций в системах «Multiple Oil Families / Multiple Source Input».

В настоящее время опубликовано множество материалов, посвященных геохимии арктических бассейнов Канады, США и Российской Арктики. Однако можно заключить, что как среди зарубежных, так и отечественных публикаций по нефтегазоносности этих регионов, недостаточно комплексных геохимических исследований, выполненных на современном аналитическом уровне.

Глава 4. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ, КОНДЕНСАТОВ И ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

Выполненное геохимическое обобщение предусматривает комплексный анализ аналитических материалов по составу нефтей и конденсатов, которые представляют большинство месторождений и нефтегазоносных интервалов Ямальской НГО (см. рисунок 1.1, 2.1). Посвितно обсуждаются нафтиды из залежей яронгской, танопчинской и ахской свит нижнего мела. Проба нефти из УВ-скопления в надояхской свите нижней юры Бованенковского месторождения (пласт Ю₁₂) рассматривается совместно с УВ-флюидами, отобранными из среднеюрских залежей. Такая систематизация обусловлена неравномерным распределением фактического материала по площади и продуктивным толщам района исследования. Данный подход не противоречит поставленной задаче и согласуется с современными представлениями о геологическом строении и нефтегазоносности полуострова Ямал.

4.1. Физико-химические свойства нефтей и конденсатов

Плотность конденсатов коллекции варьирует от 0,704 до 0,827 г/см³, в среднем составляет 0,766 г/см³ и, в общем случае, принимает меньшие значения с увеличением возраста и глубины залегания вмещающих отложений (Рисунок 4.1). Так, конденсаты из наименее погруженных залежей яронгской свиты, в среднем, характеризуются бóльшей плотностью (0,773–0,827, ср. знач. 0,801 г/см³) по сравнению с конденсатами других нижнемеловых (0,704–0,818, ср. знач. 0,765 г/см³) и среднеюрских (0,708–0,804, ср. знач. 0,759 г/см³) залежей. Уменьшение плотности УВ-флюидов с глубиной обычно рассматривают как следствие регионального катагенеза (Тиссо, Вельте, 1981; Скоробогатов и др., 2003; Peters et al., 2005). Вместе с тем для проб из неглубоких залежей, преимущественно Южно-Тамбейского и Бованенковского месторождений, установлена микробиальная окисленность разных стадий. Соответственно, относительно повышенная плотность конденсатов из альб-сеноманских и, частично, аптских залежей, вероятнее всего, отражает

воздействие процессов биодеградации на их состав. В целом, все изученные конденсаты, независимо от локализации, относятся к УВ-флюидам особо легкого типа (см. таблица 2.3). *Кинематическая вязкость конденсатов* коллекции при 20 °С находится в диапазоне от 0,59 до 2,38 мм²/с (ср. знач. 1,20) и коррелирует со значениями плотности – коэффициент линейной аппроксимации составляет 0,85 (Рисунок 4.2). Динамическая вязкость этих проб, определенная в стандартных условиях (20 °С, 1 атм), не превышает 5 МПа·с (0,44–1,96, ср. знач. 0,93 МПа·с), что позволяет классифицировать конденсаты коллекции как УВ-флюиды с незначительной динамической вязкостью (см. таблица 2.3).

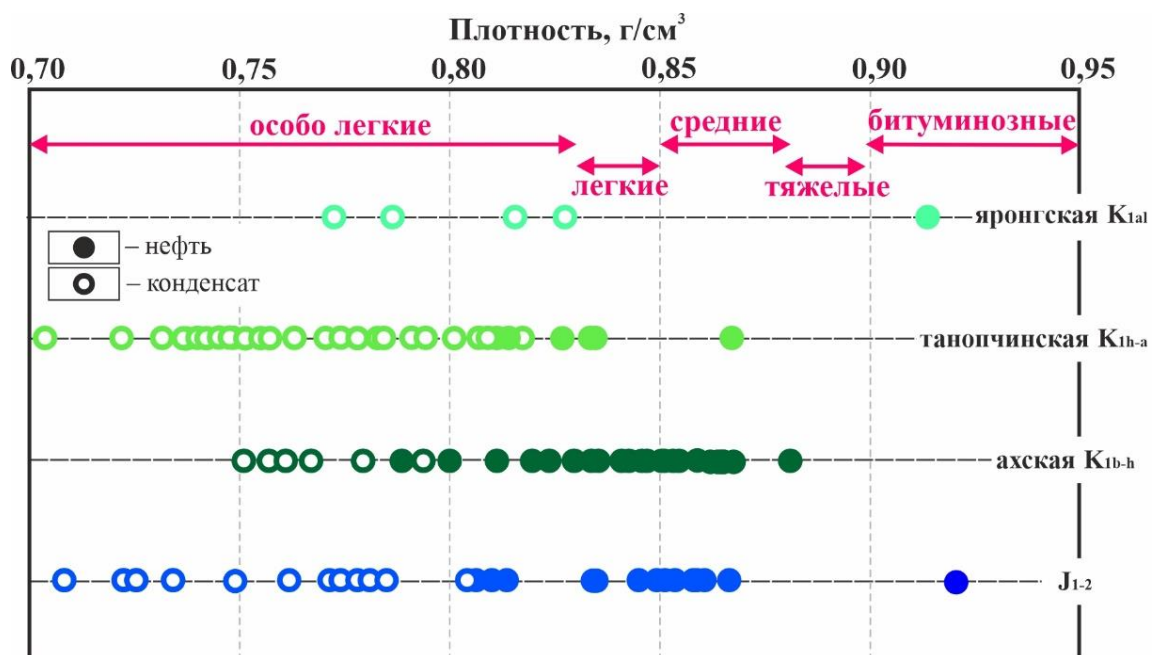


Рисунок 4.1 – Распределение изученных нефтей и конденсатов по плотности в соответствии с возрастом вмещающих отложений

Примечание: типы нефтей и конденсатов приводятся в таблице 2.3 и соответствуют (Методические рекомендации..., 2016).

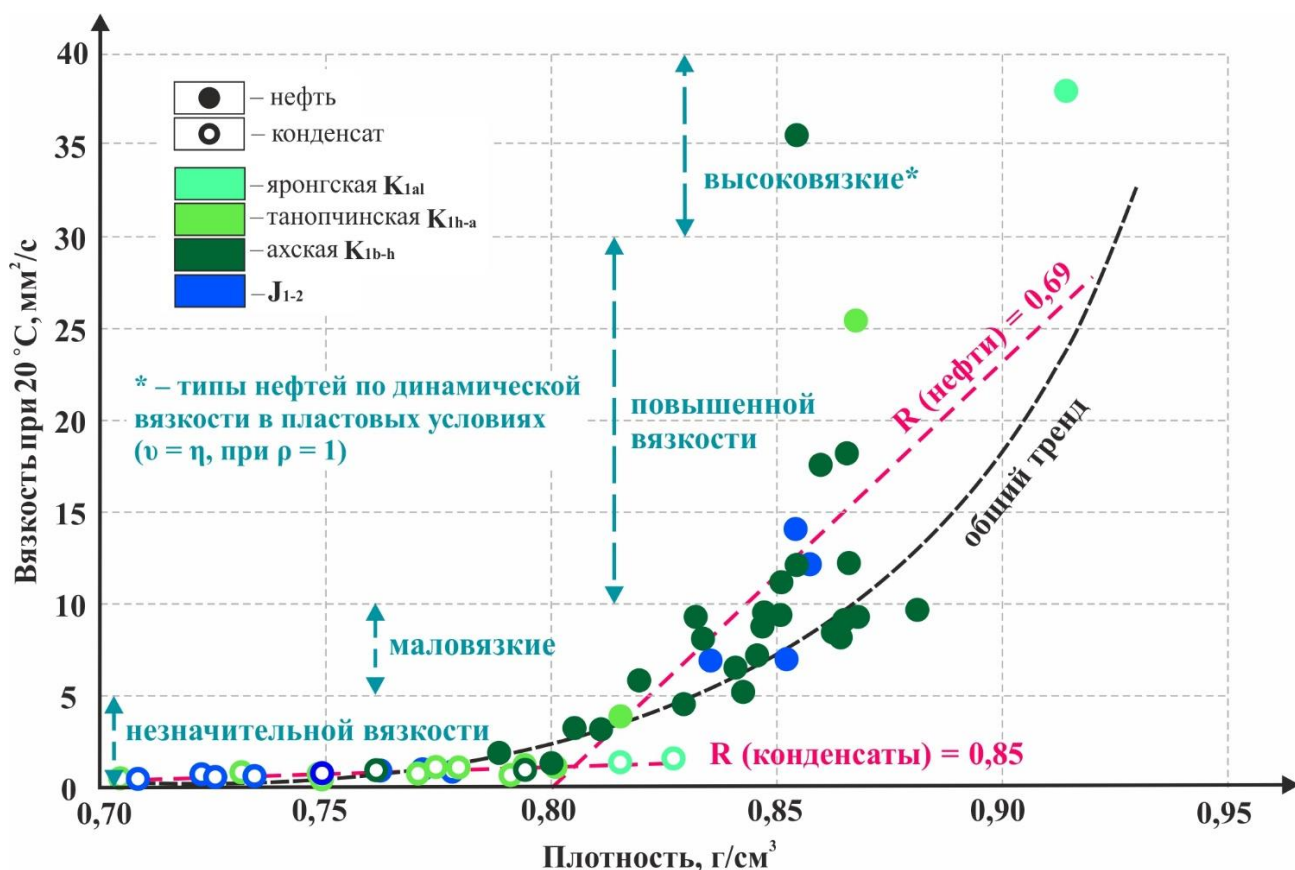


Рисунок 4.2 – Соотношение плотности и вязкости изученных нефтей и конденсатов

Примечание: типы нефтей и конденсатов приводятся в таблице 2.3 и соответствуют (Методические рекомендации..., 2016).

Диапазон изменения *плотности изученных нефтей* значительно шире – от 0,789 до 0,921 г/см³ (см. рисунок 4.1). В соответствии с этим параметром в коллекции представлены нефти всех типов: от особо легких до битуминозных (см. таблица 2.3). Самые высокие значения, по аналогии с исследованными конденсатами, зафиксированы для нефти из залежи яронгской свиты Новопортовского месторождения (0,914 г/см³) а также для нефти из самой погруженной нижнеюрской залежи Бованенковского месторождения (0,921 г/см³). В целом, нефти танопчинских залежей характеризуются плотностью от 0,810 до 0,868 г/см³, ахских – от 0,789 до 0,881 г/см³, среднеюрских – 0,803 до 0,867 г/см³. Таким образом, общей закономерности уменьшения плотности нефтей с нарастанием глубины и возраста вмещающих отложений не наблюдается. Вместе с тем данный тренд прослеживается на хорошо охарактеризованном нефтяными пробами Новопортовском месторождении. В его залежах, в особенности относящихся к верхнему этажу нефтегазоносности,

установлено (см. раздел 4.2, 4.3) широкое распространение процессов биодegradации, что отражается на составе и, как следствие, на значениях физико-химических характеристик соответствующих нафтидов.

Вязкость нефтяных проб (см. рисунок 4.2) в стандартных условиях, наравне с плотностью, варьирует в очень широком диапазоне (1,14–38,08 мм²/с, 0,91–34,81 МПа·с), что позволяет отнести изученные нефти к УВ-флюидам незначительной вязкости, маловязким, повышенной вязкости и высоковязким (см. таблица 2.3). При этом, несмотря на большой разброс значений, сохраняется прямая зависимость как кинематической, так и динамической вязкости нефтей от плотности – коэффициент линейной аппроксимации равен 0,69 и 0,77, соответственно. Стоит отметить, что для самой тяжелой пробы коллекции нефти из нижнеюрской залежи Бованенковского месторождения (0,921 г/см³), в связи с техническими ограничениями анализа, измерение кинематической вязкости проводилось только при 60 °С. В соответствии с полученными данными, вязкость этой нефти при 60 °С (47,30 мм²/с) выше вязкости всех проб коллекции, измеренных в стандартных условиях.

По **фракционному составу** пробы коллекции очень разнообразны. В целом, содержание низкотемпературной фракции ($T_{н.к.} - 200$ °С) варьирует от 93 % до следовых и нулевых концентраций (~ 0 %) в битуминозных высоковязких нефтях, для которых технически невозможно провести фракционную разгонку при атмосферном давлении (Рисунок 4.3). Изученные конденсаты, за исключением нескольких биодegradированных проб, более чем на 50 % (ср. знач. 74 %) состоят из легкокипящих УВ. Нефтяные пробы закономерно характеризуются более тяжелым фракционным составом – содержание низкотемпературной фракции в среднем составляет 24 % и достигает значений ≥ 50 % лишь для нескольких самых легких ($\rho \leq 0,811$ г/см³) нефтей коллекции (пласты группы Ю: Южно-Тамбейское, Нейтинское; БЯ: Ростовцевское, Западно-Тамбейское). Таким образом, наблюдается прямая зависимость содержания бензиновой фракции в изученных УВ-флюидах от плотности (Рисунок 4.4), и, как следствие, от их вязкости.

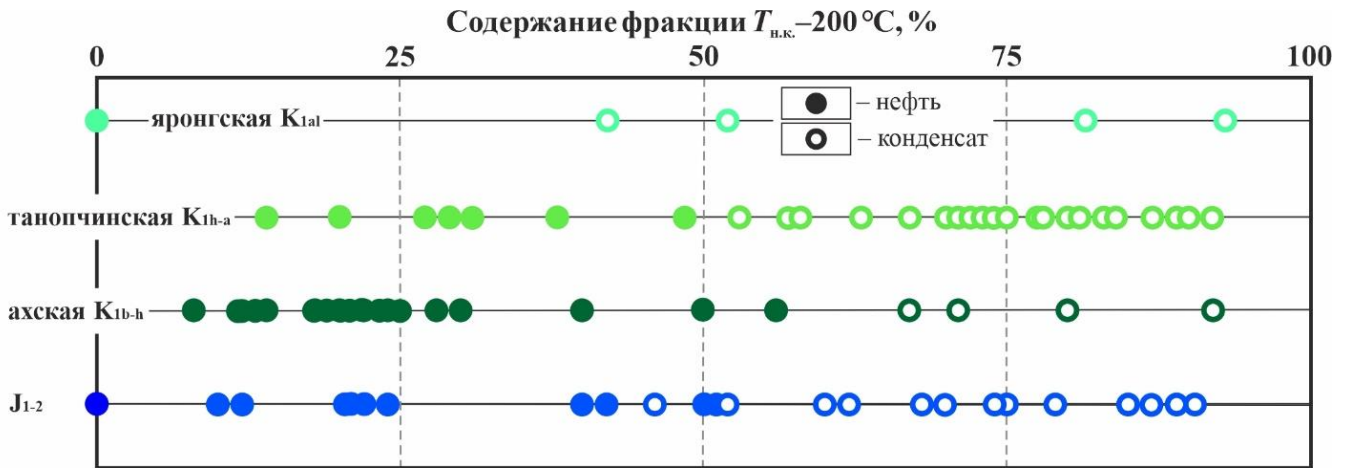


Рисунок 4.3. – Содержание фракции $T_{\text{н.к.}} - 200^{\circ}\text{C}$ в изученных нефтях и конденсатах из вмещающих отложений разного возраста

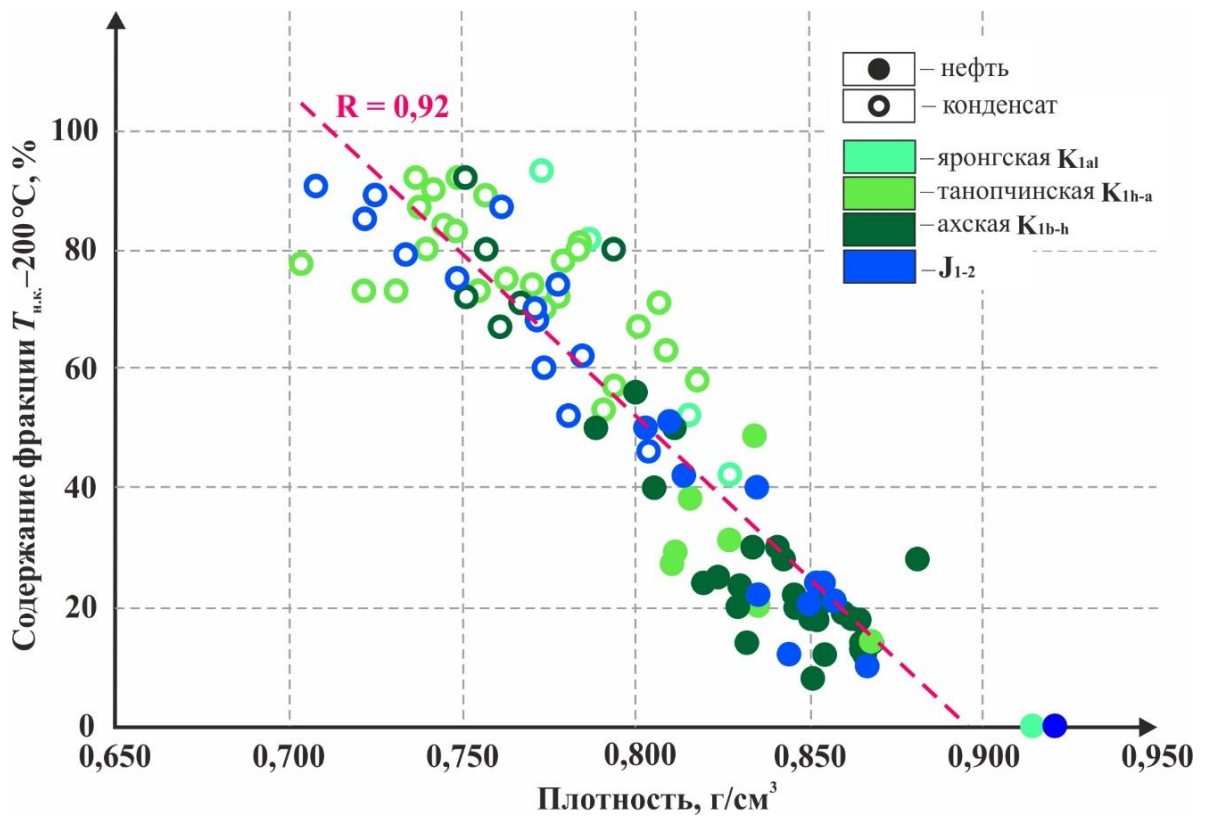


Рисунок 4.4 – Соотношение фракционного состава и плотности изученных нефтей и конденсатов

Важной характеристикой УВ-флюидов, связанной со значениями плотности и вязкости, и в некоторой степени их определяющей, является *групповой состав*. В общем случае, чем больше в нефтях и конденсатах высокомолекулярных гетероциклических структур, тем выше их плотность (Рисунок 4.5), а так как плотностью коррелирует с вязкостью, то и ее значения тоже выше. В целом, для всей коллекции характерно существенное преобладание насыщенных и ароматических фракций над смолисто-асфальтеновыми – среднее содержание

УВ-фракций составляет 96,4 % (Рисунок 4.6). При этом для конденсатов это значение закономерно выше – в среднем 99,4 %, а для нефтей несколько ниже – в среднем 94,7 %. Среднее содержание смол, напротив, в нефтях достигает практически 5 % (ср. знач. 4,9 %), а в конденсатах – менее 1% (ср. знач. 0,61 %). Асфальтены во всех пробах, независимо от типа флюида, практически отсутствуют – их среднее содержание в нефтях не достигает даже половины процента (ср. знач. 0,43 %), а в конденсатах вовсе близко к 0 (ср. знач. 0,02 %). Кроме того, нефтяные и конденсатные пробы коллекции отличаются по соотношению между насыщенными и ароматическими компонентами в их составе – насыщенных УВ по отношению к ароматическим в конденсатах в среднем в 7 раз больше, а в нефтях – примерно в 3.

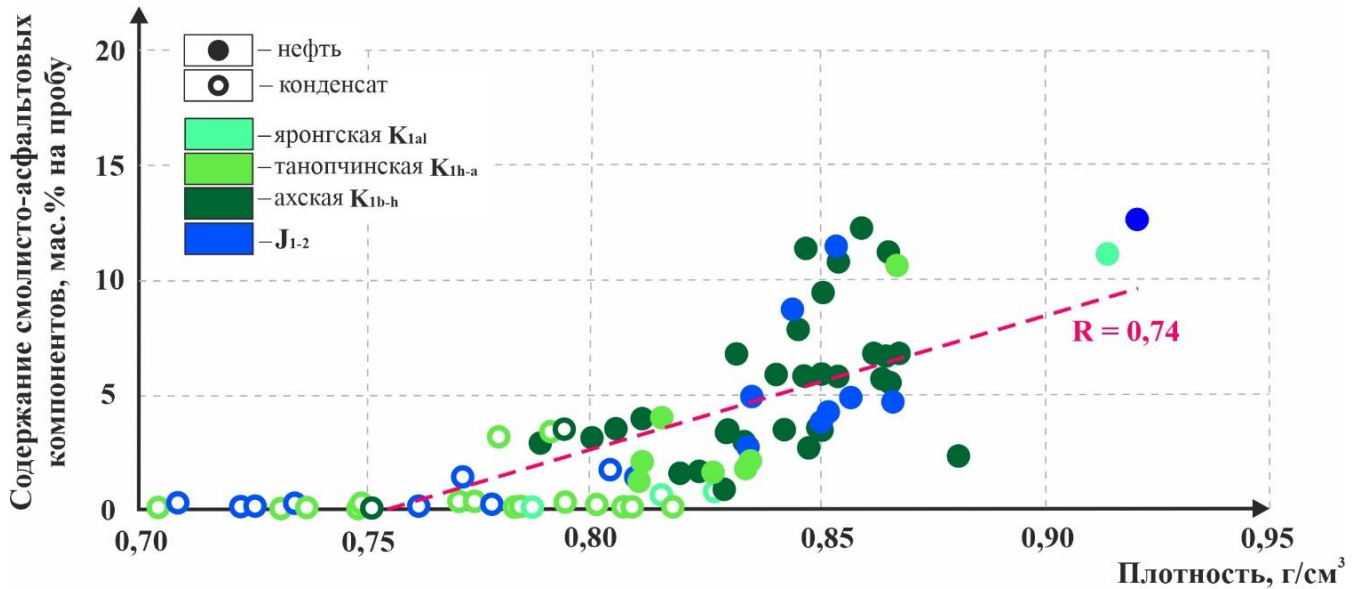


Рисунок 4.5 – Соотношение содержания смолисто-асфальтеновых веществ и плотности изученных нефтей и конденсатов

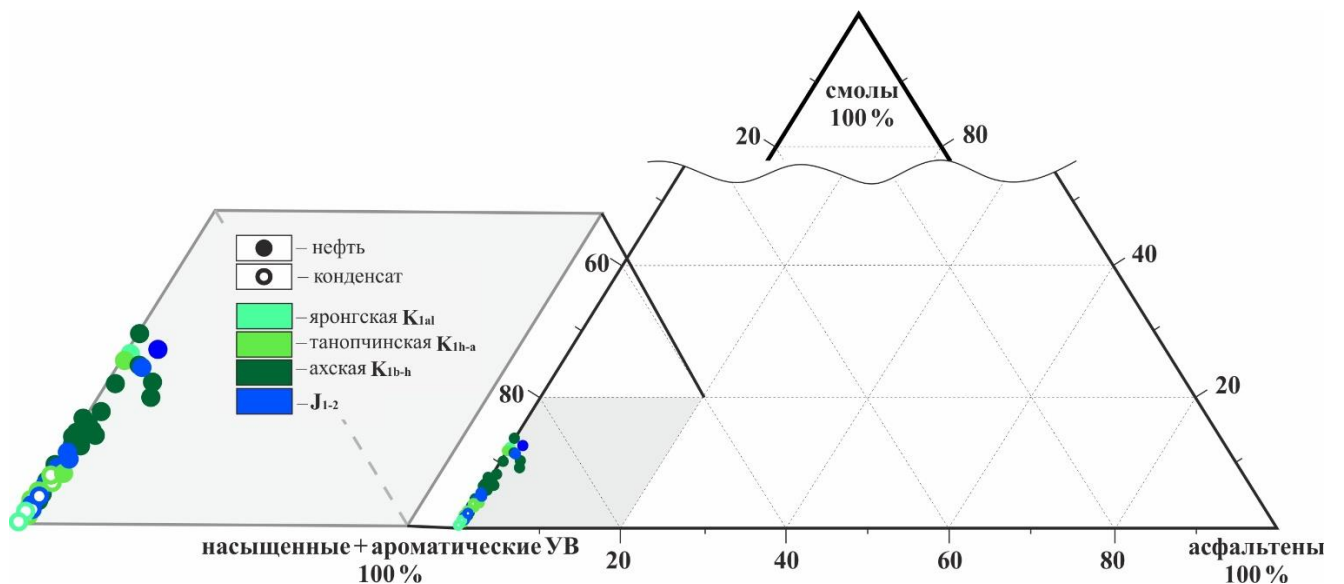


Рисунок 4.6 – Тригонограмма группового состава изученных нефтей и конденсатов

Еще одной базовой классификационной характеристикой УВ-флюидов является *содержание серы*, которое для всей проанализированной выборки не превышает четверти процента (0,000–0,243, ср. знач. 0,061 %). При этом практически во всех конденсатах (98 % проб коллекции), за исключением одной пробы из пласта Ю₂ Малыгинского месторождения (0,11 %), и в половине нефтей коллекции (49 %) общее содержание серы составляет менее 0,1 % (Рисунок 4.7). Такая низкая сернистость типична для УВ-флюидов Крайнего Севера Западной Сибири и полуострова Ямал, в частности (Конторович и др., 1967, 1975; Справочник..., 1998; Скоробогатов и др., 2003; Борисова и др., 2011). Более высокие количества серы в нефтях вполне закономерны, поскольку сернистые соединения, как правило, концентрируются в тяжелых дистиллятных фракциях и, в контексте группового состава, в тяжелой смолисто-асфальтовой части, которой, как обсуждалось выше, в нефтях больше, чем в конденсатах. При этом для нефтей из залежей ахской свиты в среднем характерны более высокие содержания серы (0,017–0,243, ср. знач. 0,110 %) по сравнению с нефтями из танопчинской свиты (0,020–0,187, ср. знач. 0,087 %) и нижнесреднеюрских толщ (0,020–0,172, ср. знач. 0,092 %). Соответственно, самые высокие концентрации серы (см. рисунок 4.7) зафиксированы для нефтей из залежей ахской свиты. Две из них относятся к Новопортовскому месторождению, расположенному в южной части полуострова Ямал,

а одна – к северному Южно-Тамбейскому. Данная особенность может являться следствием более восстановительных обстановок седиментации и диагенеза исходного для этих нефтей ОВ.

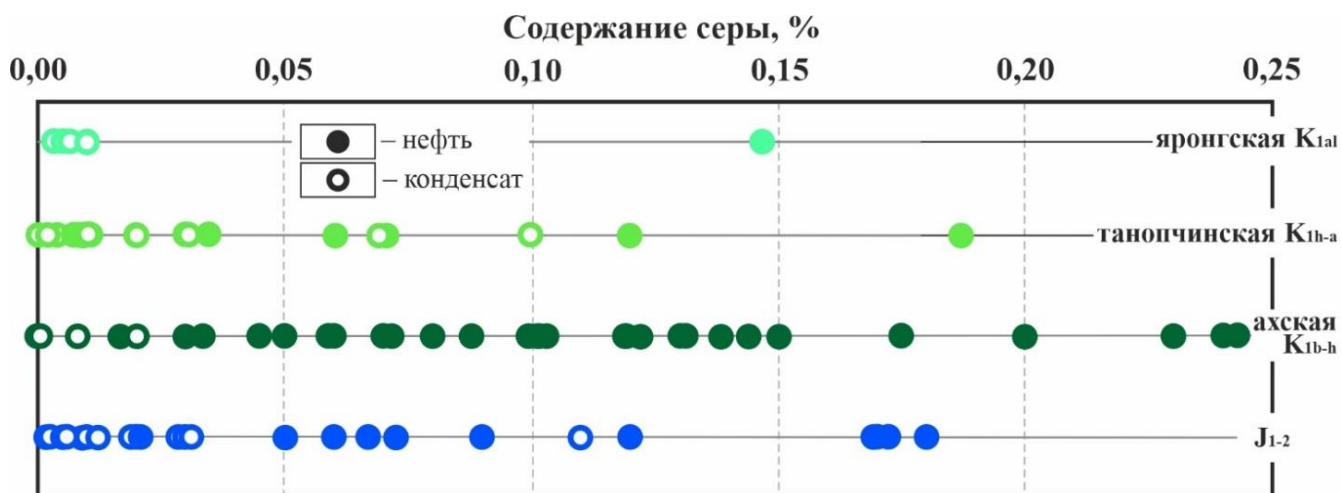


Рисунок 4.7 – Содержание серы в изученных нефтях и конденсатах из вмещающих отложений разного возраста

Изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$, ‰) изученных нефтей и конденсатов меняется от $-32,0$ ‰ до $-25,6$ ‰, при этом нефти в среднем являются изотопно более легкими (ср. знач. $-29,7$ ‰), чем конденсаты (ср. знач. $-27,1$ ‰). В соответствии с классификацией, принятой для ОВ и нефтидов Западной Сибири (Галимов, 1973; Конторович и др., 1985; 1986), в исследованной коллекции по этому параметру можно выделить пробы, образованные ОВ разного генотипа: аквагенного, смешанного и террагенного генотипа (Рисунок 4.8). Так, нефти из залежей ахской свиты и нижеюрской залежи Бованенковского месторождения имеют сравнительно легкий ИСУ, соответствует нефтидам, генерированным аквагенным ОВ. Самые низкие значения $\delta^{13}\text{C}$ ($< -31,0$ ‰) определены для нефтей из ахской свиты, отобранных на Ростовцевском месторождении, и для нефти из малышевской свиты Сядорского. Преимущественно тяжелый ИСУ, характерный для производных террагенного ОВ, имеют конденсаты среднеюрских залежей. Для конденсатов яронгской и таноучинской свит, а также для единичных проб из залежей других стратиграфических интервалов определены промежуточные значения ИСУ, что может свидетельствовать как о смешанном генотипе исходного ОВ, так и о вкладе разнотипного ОВ в формирование этих нефтидов. Таким образом, данные ИСУ в совокупности с информацией о содержании серы

позволяют предварительно предполагать в качестве источника нефтей ахской свиты преимущественно аквагенное ОВ, накапливавшееся в восстановительных обстановках, а конденсатов среднеюрских толщ, наоборот, – ОВ, в большей степени связанное с высшей наземной растительностью.

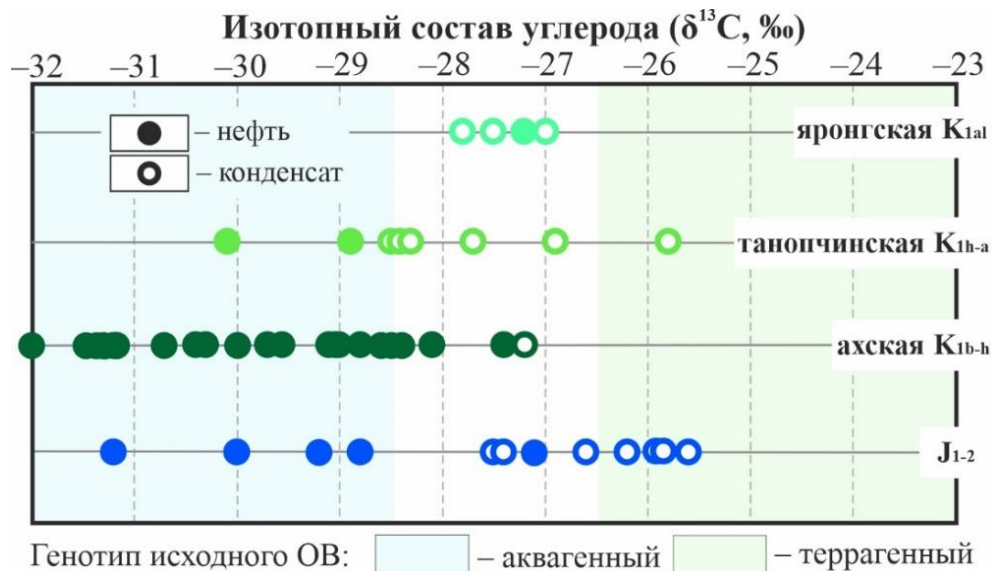


Рисунок 4.8 – Характеристика ИСУ изученных нефтей и конденсатов из вмещающих отложений разного возраста

Примечание: генетическая типизация соответствует работам (Галимов, 1973; Конторович и др., 1985; 1986).

Таким образом, сравнительный анализ физико-химических характеристик показывает, что 80 % исследованных нефтей и конденсатов полуострова Ямал относится к УВ-флюидам легкого и особо легкого типа с малой и незначительной вязкостью, низким содержанием серы и смолисто-асфальтеновых компонентов (Рисунок 4.9). Кроме того, более 50 % всех нафтидов коллекции более чем на половину состоят из легких дистиллятных фракций (см. рисунок 4.9). Данные особенности исследованных нефтей и конденсатов отражают основную черту УВ-флюидов полуострова Ямал – зоны преимущественного газо- и газоконденсатонакопления, и существенно отличают их от нафтидов центральных и южных районов Западной Сибири – зоны преимущественного нефтенакопления (Конторович и др., 1975; Скоробогатов и др., 2003; Борисова и др., 2011). Следует отметить, что высокое содержание в нефтях и особенно в конденсатах района исследования бензиновых фракций указывает на необходимость их геохимической типизации не только по составу

высокомолекулярных соединений, но и по распределению легкокипящих УВ. Такой комплексный подход позволяет повышать достоверность определения генотипа и вторичных преобразований нефтяных.

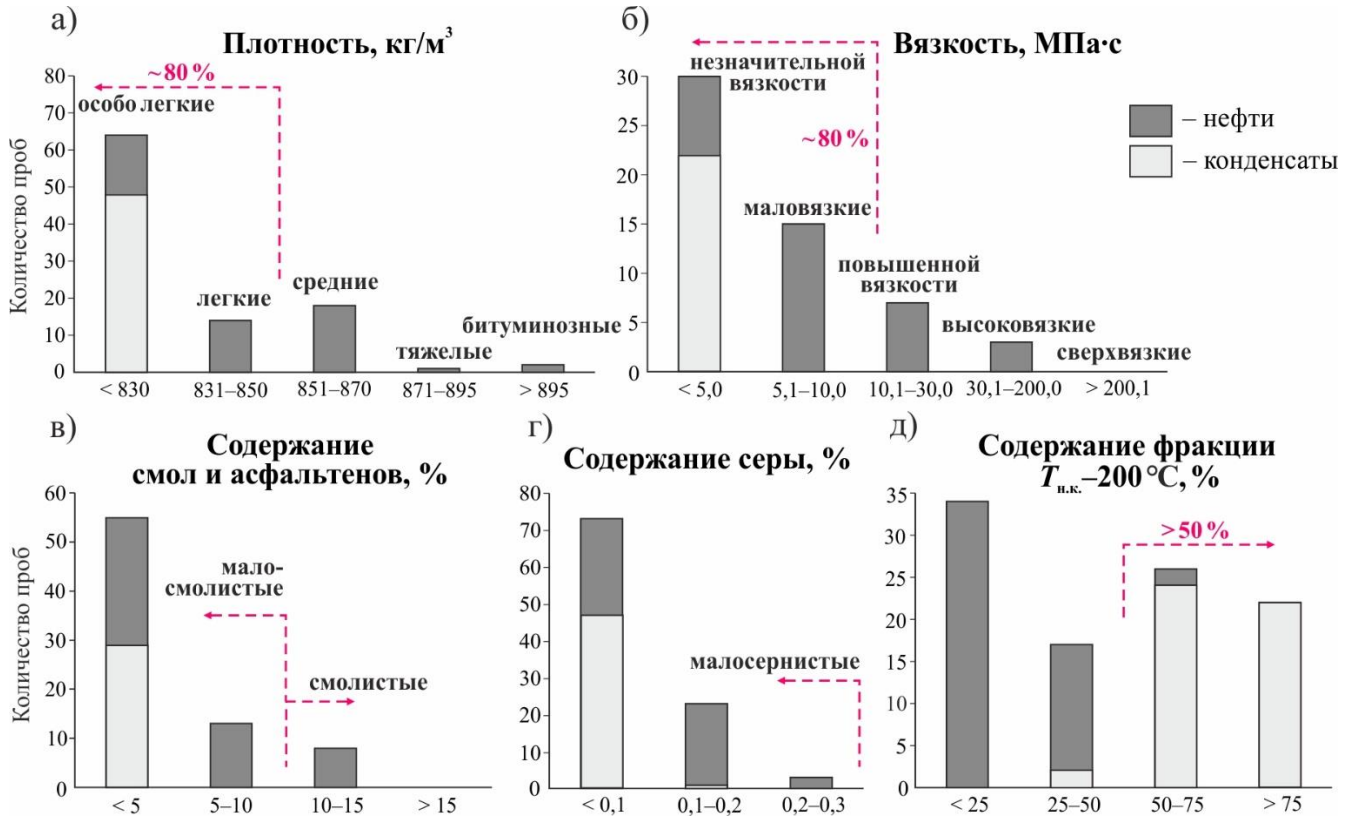


Рисунок 4.9 – Распределение проб коллекции по: а) – плотности; б) – вязкости; в) – содержанию смолисто-асфальтовой части; г) – содержанию серы; д) – содержанию фракции ($T_{н.к.}-200\text{ °C}$)

Примечание: классификации нефтей и конденсатов приводятся в таблице 2.3 и соответствуют (Конторович и др., 1975; Методические рекомендации..., 2016).

4.2. Распределение низкомолекулярных углеводородов C₅–C₈ в составе нефтей и конденсатов

По распределению легкокипящих УВ в наиболее явном виде выделяются нефти и конденсаты с пониженным содержанием низкомолекулярных алканов, в первую очередь нормального строения, что является признаком воздействия процессов биодеградациии (Гончаров, 1985; 1987; Изосимова и др., 1989; Борисова и др., 2000; Фурсенко, Борисова, 2006; Фурсенко, 2014). Данная особенность состава отражается на концентрационных соотношениях между индивидуальными УВ C₅–C₈ и их группами. Эти пробы характеризуются наиболее низкими для исследованной коллекции значениями следующих показателей: н-C₇/мЦГ (0,01–0,27), алканы/цикланы (0,14–0,75), н-алканы/изоалканы (0,01–0,49), н-алканы/цикланы (0,00–0,21). Кроме того, биодеградированные нафтиды отдельно локализуются на тригонограммах распределения УВ C₇ и группового состава (Рисунок 4.10). Эти пробы приурочены преимущественно к залежам яронгской и танопчинской свит (Южно-Тамбейское, Северо-Тамбейское, Бованенковское, Нейтинское, Среднеямальское, Арктическое, Ростовцевское, Малыгинское, Нурминское, Харасавэйское, Южно-Крузенштернское), расположенным на небольших глубинах (1154–2150 м) с низкими пластовыми температурами (33–69 °С). На Новопортовском месторождении нефть, измененная процессами бактериального окисления, зафиксирована в залежи пласта Ю₂ (1894–1901 м, 62 °С), что связано со спецификой его геологического строения (см. раздел 1.2, рисунок 1.7).

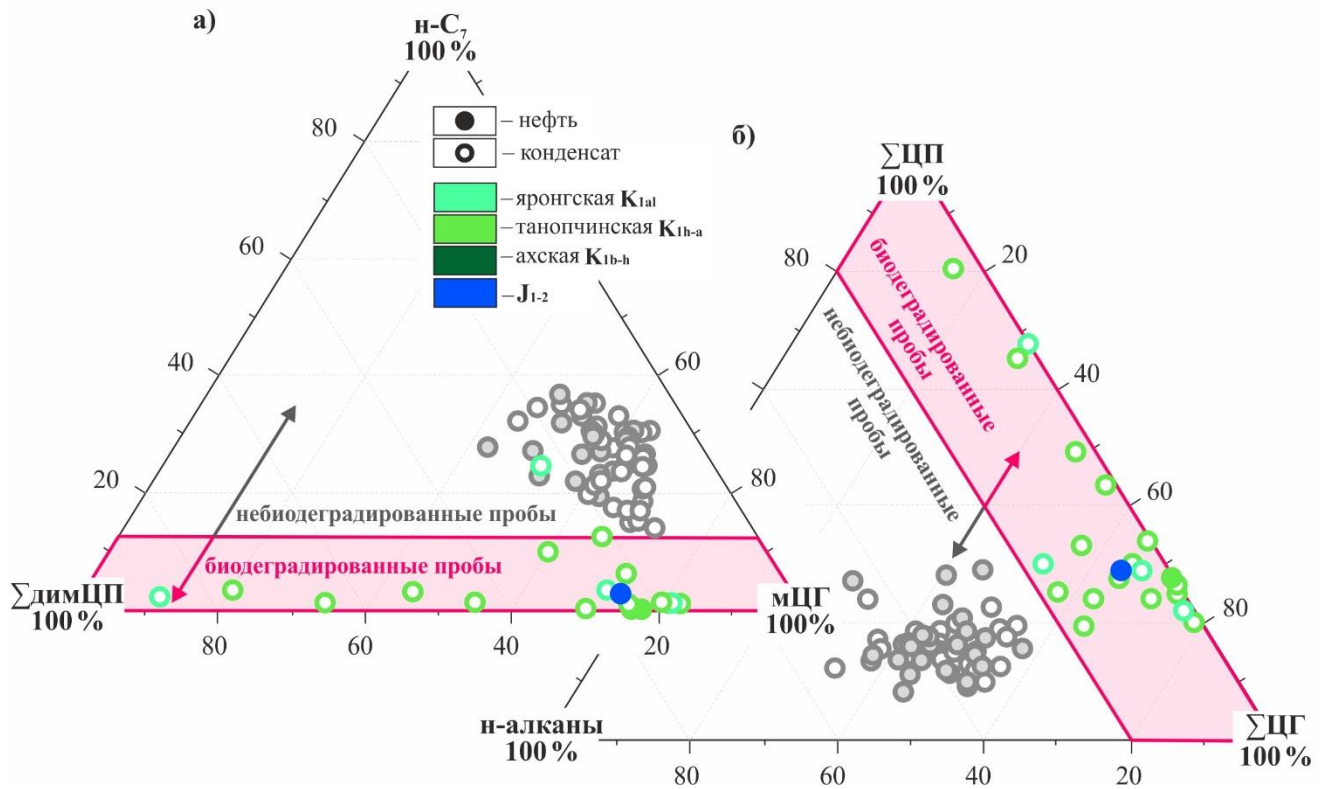


Рисунок 4.10 – Тригонограммы: а) распределения УВ состава C_7 ; б) группового состава УВ C_5 – C_8

Примечание: зоны локализации биодegradированных нефтидов выделены по результатам интерпретации фактических данных и опубликованным материалам по геохимии нефтей и конденсатов Западной Сибири (Гончаров, 1985, 1987; Фурсенко, Борисова, 2006; Фурсенко, 2014).

Стоит отметить, что для ряда проб из юрских (Малоямальское, Малыгинское) и одной нижнемеловой (Южно-Тамбейское) глубокопогруженных залежей (> 2220 м, $T_{пл} > 80$ °С) параметры $n-C_7/мЦГ$ (0,20–0,26) и(или) алканы/цикланы (0,61–0,73) принимают значения, обычно характеризующие биодegradированные флюиды (Борисова, Фурсенко, 2004; Фурсенко, 2014), при величинах показателей n -алканы/изоалканы и n -алканы/цикланы больше 0,75 и 0,30, соответственно. В данном случае, пониженные значения показателей $n-C_7/мЦГ$ и алканы/цикланы связаны, вероятнее всего, с существенно террагенным источником низкомолекулярных УВ этих проб, а не их микробиальной окисленностью. Помимо этого, параметр $n-C_7/мЦГ$ для одного из конденсатов из залежи яронгской свиты Южно-Тамбейского месторождения составляет 0,40 при наличии всех остальных явных признаков биодegradации (алканы/цикланы 0,62; n -алканы/изоалканы 0,49; n -алканы/цикланы 0,21). На хроматограммах по ТИС конденсатов из пласта $XМ_2$

(Рисунок 4.11) присутствует высокий неразделяемый «нафтовый горб», но при этом в достаточно высоких концентрациях идентифицируются низкомолекулярные УВ C_3-C_8 , в том числе нормального строения. Исходя из несоответствия установленных фактов общепринятой последовательности бактериальной деструкции нефтяных соединений (Peters et al., 2005), можно предположить наличие дополнительного притока УВ, преимущественно низко- и среднемолекулярных, в соответствующую залежь. С этим, по всей видимости, связано относительно повышенное значение $n-C_7/мЦГ$.

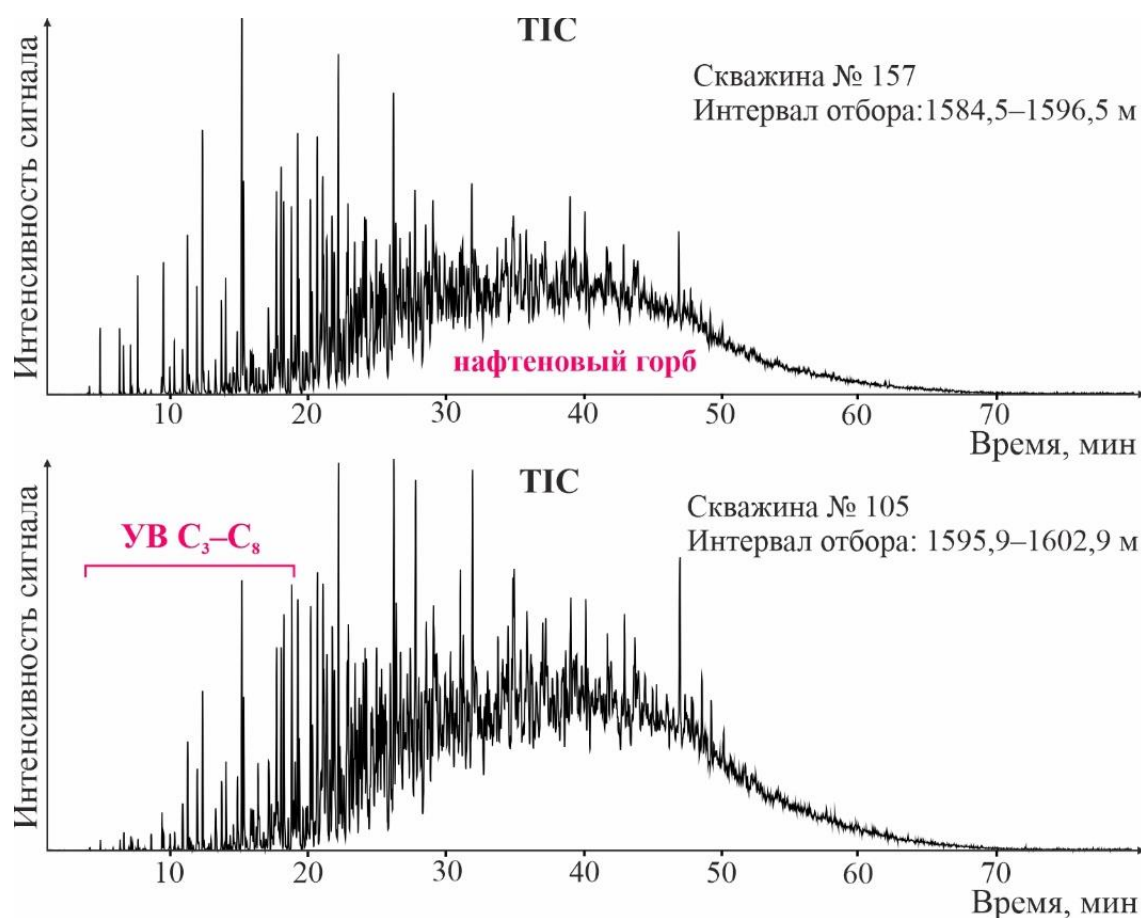


Рисунок 4.11 – Хроматограммы по общему ионному току (ТIC) нефракционированных конденсатов пласта ХМ₂ Южно-Тамбейского месторождения

Стоит отметить, что парные коэффициенты корреляции параметров n -алканы/изоалканы и n -алканы/цикланы с пластовой температурой составляют 0,70 и 0,56, соответственно, а показателей $n-C_7/мЦГ$ и алканы/цикланы значительно ниже – 0,49 и 0,47 (Таблица 4.1). Следовательно, можно заключить, что наиболее информативными для диагностики процессов бактериального окисления УВ-флюидов полуострова Ямал по составу легкокипящих фракций являются

соотношения н-алканы/изоалканы и н-алканы/цикланы. Аналогичный вывод о лучшей сходимости параметра изоалканы/н-алканы (из числа доступных по составу бензиновых УВ) с пластовой температурой залежей был сделан И. В. Гончаровым (1987).

Таблица 4.1 – Парные коэффициенты корреляции между параметрами по составу УВ C₅–C₈ и пластовой температурой

Параметры	$T_{пл}$	н-алканы/ изоалканы	н-алканы/ цикланы	н-С ₇ /мЦГ	алканы/ цикланы
	1	2	3	4	5
1	1,00				
2	0,70	1,00			
3	0,56	0,79	1,00		
4	0,49	0,70	0,80	1,00	
5	0,47	0,62	0,95	0,75	1,00

Примечание: $T_{пл}$ – пластовая температура.

Таким образом, в коллекции представлено 19 конденсатов и 2 нефти, измененные процессами биodeградации как минимум начальной стадии (Peters et al., 2005). Остальные пробы, изученные по составу бензиновых УВ (28 конденсатов и 22 нефти), в соответствии с относительно повышенными значениями рассмотренных выше показателей (без учета рассмотренных исключений: н-С₇/мЦГ 0,31–0,76, ср. знач. 0,50; алканы/цикланы 0,76–2,52, ср. знач. 1,18; н-алканы/изоалканы 0,77–2,57, ср. знач. 1,42; н-алканы/цикланы 0,34–1,81, ср. знач. 0,65) и более высокими пластовыми температурами в залежах, из которых они были отобраны (57–118, ср. знач. 82 °С), не были подвержены биологическому окислению.

Генетическая типизация нефтей и конденсатов района исследования проводилась с учетом наличия в коллекции как небиodeградированных, так и биodeградированных УВ-флюидов. Для удобства назовем их по аналогии с классификацией А. А. Петрова (1984) – А и Б, соответственно. Для проб типа А использовался весь комплекс принятых геохимических критериев по составу УВ C₅–C₈ (см. таблица 2.7), в то время как пробы типа Б классифицировались только на основе устойчивых к процессам биоокисления параметров, таких как соотношение между пятичленными и шестичленными

цикланами (Σ ЦП/ Σ ЦГ), этилбензолом и ксилолами (этилбензол/ Σ ксилолов) (Гончаров, 1985; 1987; Изосимова и др., 1989; Odden et al., 1998; Фурсенко, Борисова, 2006; Фурсенко, 2014).

На основе отдельно взятых параметров по распределению низкомолекулярных УВ нефти и конденсаты коллекции неоднозначно дифференцируются по генотипу. Например, исходя из значений параметра $n\text{-C}_7/\text{мЦГ}$ (0,31–0,66), все изученные легкокипящие фракции (за исключением проб типа Б) генерированы ОВ преимущественно террагенного генотипа. Из всей коллекции можно выделить лишь четыре пробы (пласты ТП: Южно-Тамбейское (к), Южно-Крузенштернское (к) и Малыгинское (к); пласт БЯ₂: Сядорское (н)) с относительно повышенным содержанием гептана ($n\text{-C}_7/\text{мЦГ}$ 0,71–0,76), что можно рассматривать как признак смешанного состава исходного для них ОВ (Борисова, Фурсенко, 2004; Фурсенко, 2014). Вместе с тем по групповому составу легкой части и отношению алканы/цикланы в коллекции (0,77–1,44) обособляется 8 проб со значениями 1,50–2,52 (ТП: Южно-Тамбейское (к), Арктическое (к), Южно-Крузенштернское (к) и Харасавэйское (к); НП: Ростовцевское (н) и Харасавэйское (н); пласты Ю: Южно-Тамбейское (к), Бованенковское (н)), по всей видимости, сформированных за счет ОВ, в разной степени обогащенного липидо-липоидными компонентами фито- и зоопланктона (Изосимова и др., 1989; George et al., 2002; Фурсенко, Борисова, 2006; Фурсенко, 2014). При этом лишь два конденсата имеют одновременно повышенное значение параметров $n\text{-C}_7/\text{мЦГ}$ и алканы/цикланы (ТП: Южно-Тамбейское и Южно-Крузенштернское). Аналогичным образом и по соотношению легких аренов (этилбензол/ Σ ксилолов 0,00–0,16) все легкокипящие фракции коллекции классифицируются как продукты генерации ОВ неморского происхождения (Изосимова и др., 1989; George et al., 2002; Фурсенко, Борисова, 2006; Фурсенко, 2014). Исключение составляет лишь один конденсат пласта ХМ₂ Южно-Тамбейского месторождения с высоким значением этого показателя (0,45), типичным для нафтидов, образованных аквагенным ОВ (Гончаров, 1985; 1987; Изосимова и др., 1989; George et al., 2002; Фурсенко, Борисова, 2006). Наиболее информативным

и устойчивым ко вторичным процессам генетическим показателем на основе распределения УВ C_5-C_8 считается отношение $\Sigma ЦП/\Sigma ЦГ$ (Гончаров, 1985; 1987; Изосимова и др., 1989; George et al., 2002; Борисова, Фурсенко, 2004; Фурсенко, Борисова, 2006; Фурсенко, 2014). Величины этого параметра по коллекции меняются более контрастно (0,17–5,25), что позволяет из общей массы производных террагенного ОВ (0,17–0,65) выделить группу УВ-флюидов, связанных с ОВ смешанного (0,70–0,80) и планктонно-водорослевого (0,96–5,25) генезиса. К последней из них относятся биодegradированные конденсаты Южно-Тамбейского (ХМ₂), Бованенковского (ТП, 2 пробы) и Малыгинского (ТП) месторождений, а также нефть Нейтинского (ТП). Смешанный источник легкокипящих фракций по величине $\Sigma ЦП/\Sigma ЦГ$ диагностируется для еще одного биодegradированного конденсата Бованенковского (ТП) и нефти Нейтинского (Ю₂), а также конденсата Южно-Тамбейского месторождения (ТП) с одновременно повышенными значениями показателей $n-C_7/mЦГ$ (0,72) и алканы/цикланы (1,51).

Взаимное распределение гексациклических (мЦГ, толуол), ациклических ($n-C_7$, 2м- C_6 , 3м- C_6) и пентациклических (димЦП) низкомолекулярных УВ, на которых основаны рассмотренные выше генетические показатели $n-C_7/mЦГ$ и $\Sigma ЦП/\Sigma ЦГ$, хорошо визуализируется на ТРГ распределения УВ C_7 (Рисунок 4.12). Исходя из локализации нефтей и конденсатов коллекции на этих графиках, также можно выделить группу проб, в генерации легкой части которых принимало участие ОВ, в разной степени обогащенное липидами морских организмов (Mango, 1990, 1994, 1997; Dai. 1992; Haven, 1996; Odden et al., 1998).

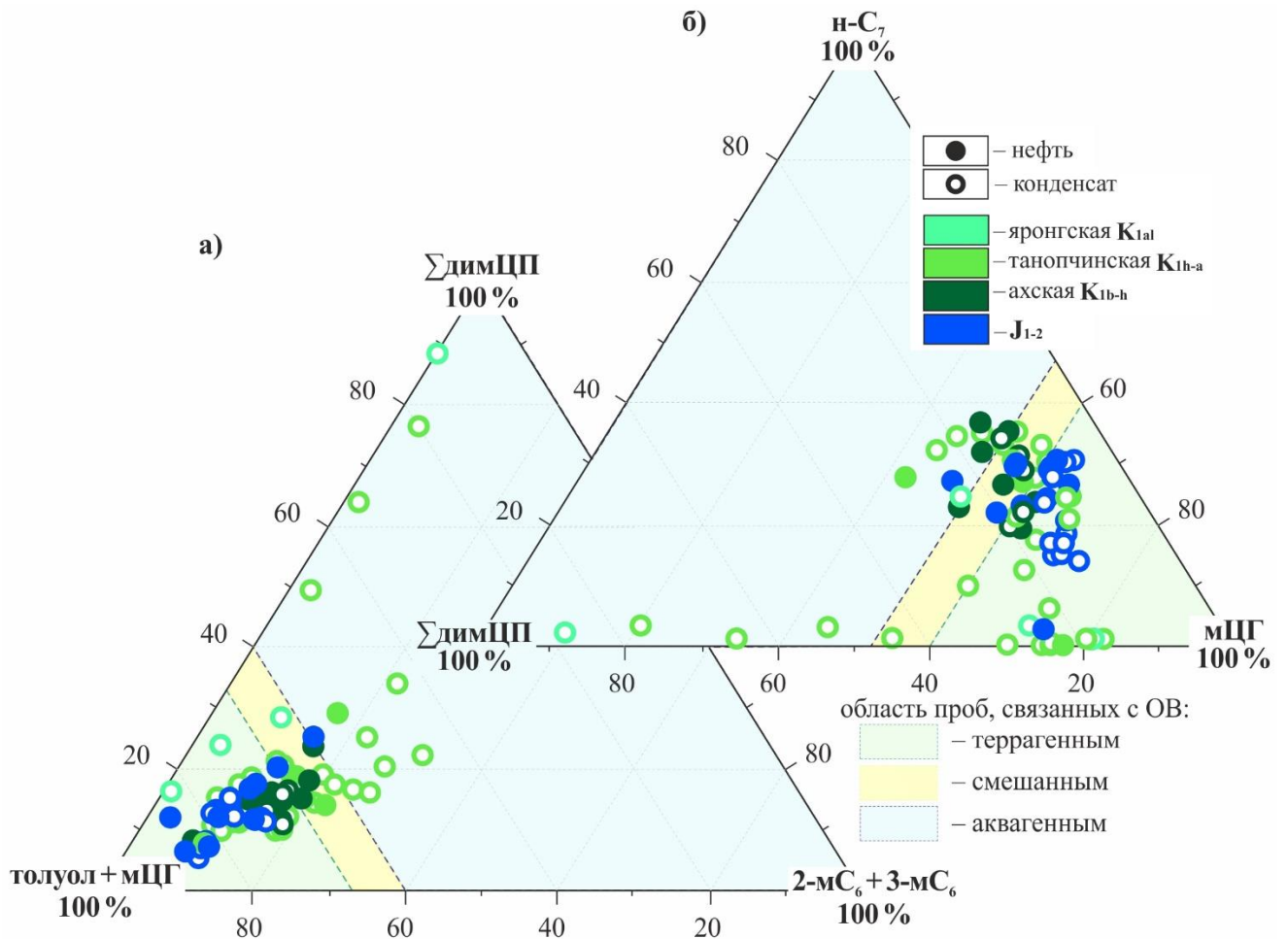


Рисунок 4.12 – Тригонограммы распределения УВ состава C_7 в координатах:
 а) толуол + мЦГ – Σ димЦП – $2\text{-}mC_6 + 3\text{-}mC_6$; б) Σ димЦП – $n\text{-}C_7$ – мЦГ

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.

По составу УВ C_7 (см. рисунок 4.12) высокий вклад продуктов генерации аквагенного ОВ определяется преимущественно в составе легкокипящих фракций конденсатов из залежей танопчинской (ТП₂–ТП₂₁₋₂₃) и яронгской (ХМ₂) свит (Южно-Тамбейское, Бованенковское, Нейтинское, Малыгинское, Южно-Крузенштернское), а также единичных проб нефтей, отобранных как из меловых, так и юрских продуктивных пластов: ТП₁ (Нейтинское), БЯ₂ (Сядорское), НП₇ (Ростовцевское) и Ю₂ (Нейтинское).

Учитывая и обобщая все описанные выше соотношения по составу УВ C_5 – C_8 , нефти и конденсаты коллекции можно разделить на три группы в соответствии с преобладающим вкладом в состав их легкокипящих фракций ОВ определенного генетического типа – аквагенного, смешанного или террагенного

(Рисунок 4.13, Таблица 4.2). Для удобства обозначим их I_n , II_n и III_n , соответственно, где индекс « n » символизирует, что типизация проведена по составу низкомолекулярных УВ. При этом внутри каждой группы обособляются пробы геохимического типа А и Б. Генетическая типизация проводилась, исходя из диагностируемого генезиса исходного ОВ по преобладающему числу критериев (алканы/цикланы, $\Sigma ЦП/\Sigma ЦГ$, $n-C_7/мЦГ$, толуол + мЦГ : $\Sigma димЦП$: $2-мС_6 + 3-мС_6$, $\Sigma димЦП$: $n-C_7$: мЦГ). Стоит отметить, что бóльший вес при отнесении проб к той или иной группе имело распределение циклопентанов и циклогексанов, выраженное как в значениях параметра $\Sigma ЦП/\Sigma ЦГ$, так и в положении проб на соответствующих тригонограммах, поскольку для нефтяных Западной Сибири соотношение между этими группами УВ статистически характеризуется наибольшей информативностью (Гончаров, 1985; Фурсенко, 2014).

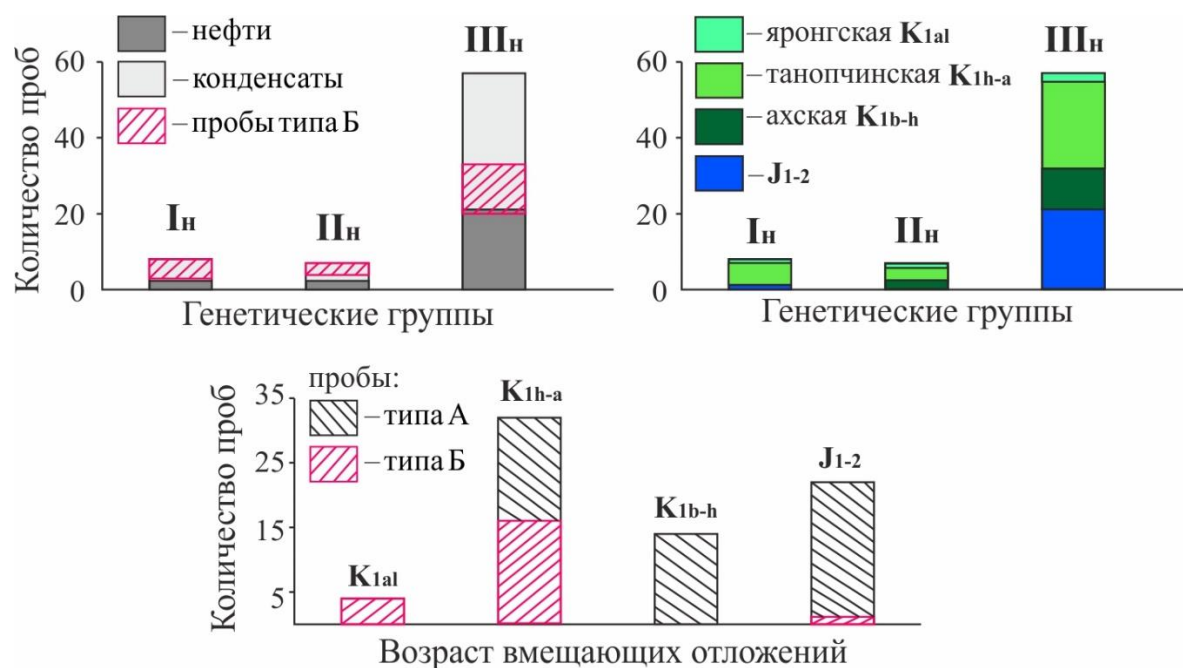


Рисунок 4.13 – Распределение легкокипящих фракций нефтяной коллекции по генетическим группам (типам исходного ОВ) и геохимическим типам (биодеградация)

Примечание: типизация нефтей и конденсатов коллекции по генетическим группам (I_n , II_n , III_n) и геохимическим типам (А, Б) приводится в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – 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
Ин (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)
Пн (смешанный)	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)
Шн (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), Хамбатеинское (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 – биодegradированные; А – небидegradированные; 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; З – Западно.

Из анализа рисунка 4.13 и таблицы 4.2 можно заключить, что бóльшая часть изученных легкокипящих фракций (57 из 72) генерирована ОВ преимущественно террагенного генотипа (Шн группа). Они идентифицированы в залежах всего интервала нефтегазоносности: от нижнесреднеюрских до альб-сеноманских. Низкомолекулярные УВ, образованные аквагенным ОВ (Ин группа), напротив, имеют тенденцию к локализации в залежах танопчинской свиты. Также можно отметить, что УВ-флюиды, отобранные из меловых толщ, генетически связаны с разнотипным ОВ, в то время как в нижнесреднеюрской части разреза преимущественно концентрируются низкомолекулярные производные ОВ неморского генезиса. Биодegradация УВ C₅–C₈ (тип Б) регистрируется в составе нафтидов всех генетических групп. Процессы бактериального разрушения залежей, как было описано ранее, в основном распространены в яронгской и танопчинской свитах района исследования.

Еще одним фактором, контролирующим состав нафтидов, и бензинов в частности, помимо генезиса исходного ОВ и биодegradации, считается катагенез. Для оценки его влияния на состав УВ C₅–C₈ нефтей и конденсатов коллекции были проанализированы значения индексов Томсона, Юнга и Шиманского (I_ш, I_у, I_{тп}, см. таблица 2.7). Как упоминалось в Главе 2, закономерности, лежащие в основе этих показателей, чувствительны к процессам бактериального окисления. Соответственно, далее из рассмотрения исключены биодegradированные нафтиды (типа Б). Как для всей выборки, так и для нафтидов отдельных генетических групп, явной зависимости этих показателей с глубиной, пластовой температурой и, в общем случае, возрастом вмещающих отложений не наблюдается (Рисунок 4.14). Регистрируется разброс значений параметров, как в рамках отдельных резервуаров (см. рисунок 4.14), так и месторождений. Тем не менее соотношения не достигают величин, характерных для нафтидов, подвергшихся значительному термическому воздействию в залежах, и в среднем отвечают ГЗН (Шиманский, 1984; Young et al., 1977; Thompson, 1983, 1987).

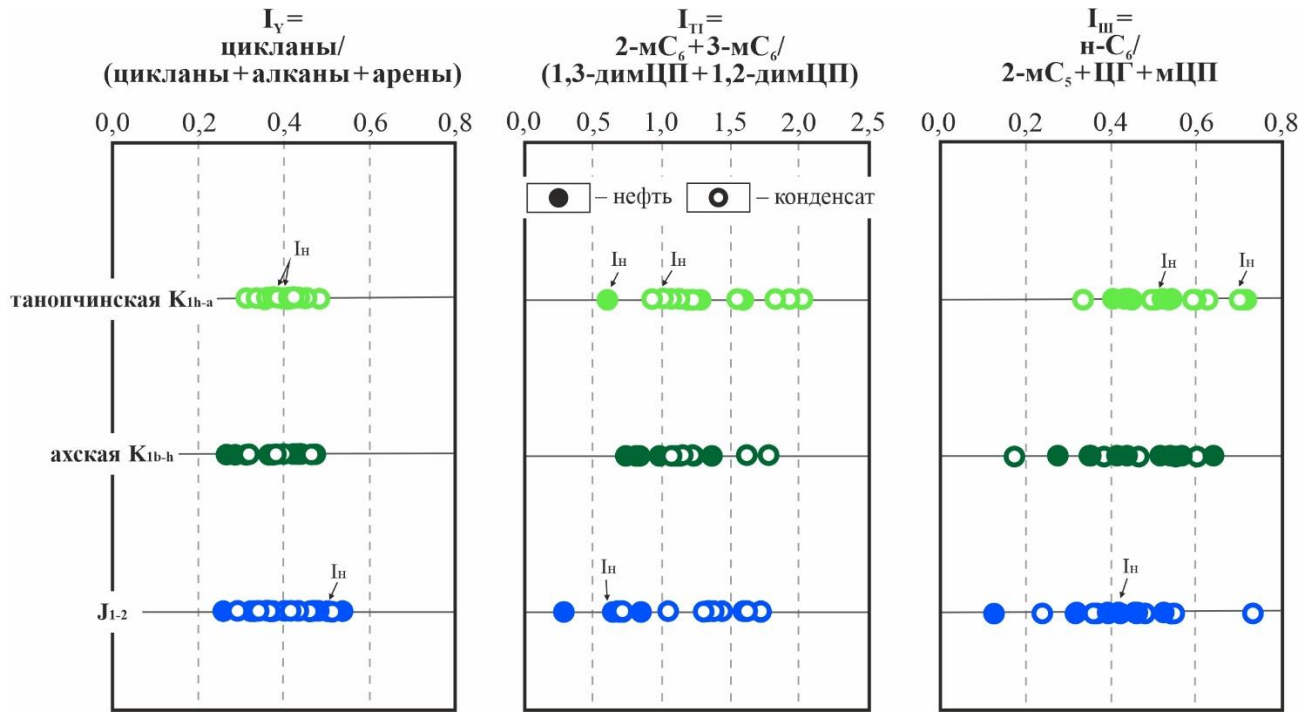


Рисунок 4.14 – Катагенетические параметры по распределению легкокипящих УВ C_5 – C_8 для небiodeградированных проб коллекции

Примечание: показатели рассчитаны в соответствии с (Шиманский, 1984; Young et al., 1977; Thompson, 1983, 1987); классификация нефтей и конденсатов коллекции на генетические группы приводится в таблице 4.2.

Аналогичное заключение следует из графика зависимости гексанового соотношения К. Томпсона ($I_{ТН}$, см. таблица 2.7) от параметра $n-C_7/mCP$ (Рисунок 4.15). В коллекции не идентифицированы «высокопреобразованные» нефтиды, в концентрированном состоянии претерпевшие термическое воздействие, существенно превышающее то, что существовало в НГМТ во время их генерации и эмиграции. Выделяются «нормальные» и «зрелые» нефтиды, образованные в условиях ГЗН. Под «зрелыми» нефтями в классификации К. Томпсона (Thompson, 1983) понимаются те, которые после миграции из НГМТ аккумулировались в достаточно глубоких резервуарах с пластовыми температурами 138–149 °С. Изученные нефти и конденсаты этой категории отобраны из залежей с $T_{пл}$ от 60 до 112 °С. Пробы, локализованные на диаграмме в зоне «нормальных» нефтей, относятся к скоплениям с $T_{пл}$ 39–120 °С. То есть, связи между значениями параметра $I_{ТН}$ и $T_{пл}$ не наблюдается (коэффициент корреляции Пирсона 0,014). В связи с этим, полученные данные можно рассматривать как отражение термических условий, примерно соответствующих

ГЗН, в НГМТ на момент генерации изученных нафтидов. В то же время, не представляется возможным исключить влияние на значения рассматриваемых катагенетических критериев таких факторов, как: вторичная миграция из УВ-скоплений с другими пластовыми условиями, участие разных НГМТ, вклад продуктов разных фаз генерации одного и того же материнского ОВ.

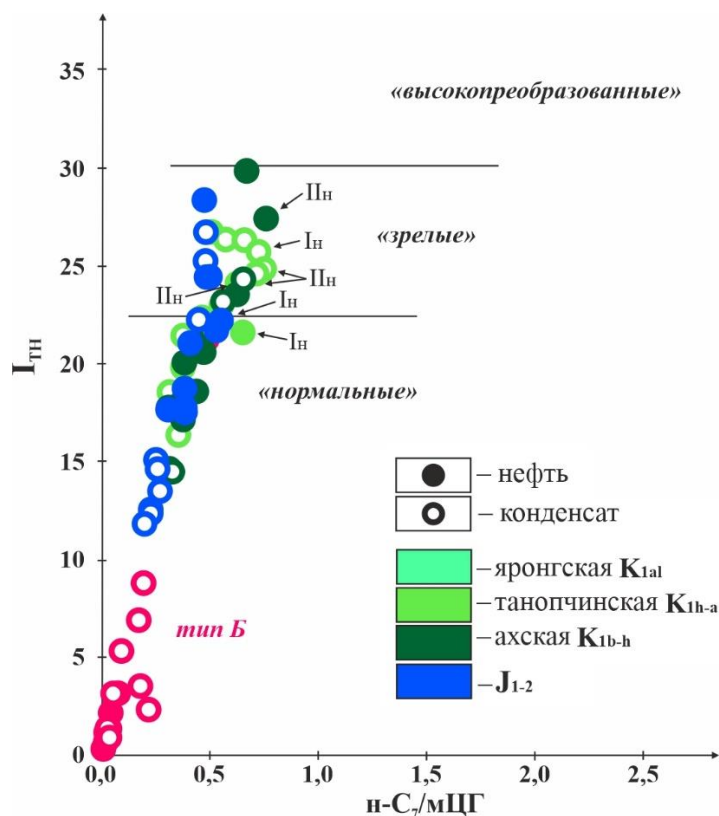


Рисунок 4.15 – Зависимость гептанового соотношения (I_{7H}) от параметра $n-C_7/MCF$

Примечание: диаграмма соответствует (Thompson, 1987); классификация нефтей и конденсатов коллекции на генетические группы и геохимические типы приводится в таблице 4.2.

Таким образом, показано, что для диагностики процессов бактериальной деструкции нефтяных и газоконденсатных скоплений в районе исследования наиболее информативными параметрами по составу УВ C_5-C_8 являются соотношения n -алканы/изоалканы и n -алканы/цикланы. Эти процессы (как минимум начальной стадии) широко распространены в залежах яронгской и танопчинской свит полуострова Ямал, расположенных на небольших глубинах (1154–2150 м) и характеризующихся низкими пластовыми температурами (33–69 °С). На Новопортовском месторождении воздействие биодеградациии 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. Кроме того, получены данные, свидетельствующие о наличии дополнительного притока УВ, преимущественно низко- и среднемолекулярных, в залежи, содержащие биодegradированные нафтиды (ХМ₂, Южно-Тамбейское месторождение).

По результатам комплексного анализа генетических параметров и диаграмм распределения УВ С₅–С₈ выделены группы проб в соответствии с преобладающим вкладом в состав их легкокипящих фракций продуктов генерации ОВ определенного генетического типа – аквагенного (Iн), смешанного (IIн) и террагенного (IIIн). Основная масса бензинов в составе нефтей и конденсатов района исследования образована преимущественно за счет террагенного ОВ (IIIн). Генетическая связь преимущественно с морскими биопродуцентами была диагностирована для легкокипящих фракций единичных конденсатов из залежей яронгской (Южно-Тамбейское) и танопчинской (Южно-Тамбейское, Бованенковское, Малыгинское) свит, а также нефтей Нейтинского месторождения (ТП₁ и Ю₂). Участие аквагенного и(или) смешанного ОВ в формировании состава бензинов определяется также для конденсатов пластов ТП Южно-Крузенштернского и Малыгинского месторождений, нефтей из УВ-скоплений в новопортовской и ачимовской тощах Ростовцевского и Сядорского. Катагенетические критерии по распределению УВ С₅–С₈, в общем, указывают на генерацию изученных нефтей и конденсатов в ГЗН и отсутствие в коллекции нафтидов, подвергшихся значительному термическому воздействию в залежах.

4.3. Распределение n-алканов и ациклических изопренанов в составе нефтей и конденсатов

Среди нефтей и конденсатов, изученных методом ГЖХ, в первую очередь выделяются пробы, в составе высокомолекулярных фракций ($T_{н.к.} > 200\text{ }^{\circ}\text{C}$) которых практически отсутствуют алканы как нормального, так и изопреноидного строения. Эта особенность диагностируется по отличительному виду ГЖХ-хроматограмм – наличию высокого неразделяемого «нафтенного горба» (см. рисунок 2.2). Эти пробы отобраны из залежей верхнего изученного интервала нефтегазоносности на Южно-Тамбейском (ХМ₂: 2 конденсата) и Новопортовском (ХМ₀₋₁: 1 нефть) месторождениях. С одной стороны, данный факт не позволяет идентифицировать типовой набор n-алканов и ациклических изопренанов (за исключением отдельных УВ по данным ХМС), с другой – однозначно указывает на высокую (3–4 стадия, см. рисунок 2.6) степень их биodeградации (Петров, 1984; Тиссо, Вельте, 1981; Peters et al., 2005). Возможность микробиальной переработки этих нафтидов подтверждается небольшими глубинами залегания залежей ($\leq 1600\text{ м}$), наличием в них водонефтяного контакта и низкими пластовыми температурами ($< 50\text{ }^{\circ}\text{C}$), которые являются благоприятными для жизнедеятельности утилизирующих УВ бактерий (Peters et al., 2005).

Для остальных нефтей и конденсатов коллекции по результатам ГЖХ идентифицированы гомологические ряды n-алканов (C₁₁–C₃₇) и ациклических изопренанов (C₁₈–C₂₅), рассчитаны относительные концентрации индивидуальных УВ и значения геохимических показателей (см. рисунок 2.2, таблица 2.4). Среди них, как и по распределению УВ C₅–C₈, обособляются пробы (тип Б) с пониженным содержанием алканов нормального строения (ТП: Южно-Тамбейское, Западно-Тамбейское, Северо-Тамбейское, Малыгинское, Среднеямальское, Арктическое, Южно-Крузенштернское; НП: Новопортовское; Ю: Новопортовское). Эти нафтиды характеризуются низкими значениями отношения n-алканы/ациклические изопренаны (0,23–4,92, ср. знач. 2,52), повышенными – параметров пристан/n-C₁₇ (1,0–7,44, ср. знач. 3,12) и K_{изо} (1,02–3,75, ср. знач. 1,85), и отдельно локализуются на диаграмме Кеннона-Кессоу (Рисунок 4.16), что является основанием

для заключения о средней стадии их бактериальной окисленности (Петров, 1984; Тиссо, Вельте, 1981; Гончаров, 1987; Peters et al., 2005). Стоит отметить, что четыре конденсата из залежей таношчинской свиты (Южно-Тамбейское, Западно-Тамбейское, Среднеямальское, Южно-Крузенштернское), биодegradированные согласно показателям n -алканы/ациклические изопрены (0,57–3,77, ср. знач. 2,33) и $K_{\text{изо}}$ (0,55–0,77, ср. знач. 0,70), на диаграмме Кеннона-Кессоу располагаются отдельно от остальных проб типа Б (см. рисунок 4.16). Такая локализация на диаграмме обусловлена не повышенным содержанием n -алканов, а пониженным содержанием изопренов, в частности фитана. Возможно, данный факт отражает высокие аэробные потери биомассы в верхнем, насыщенном кислородом, слое вод при седиментогенезе исходного для этих конденсатов ОВ, а не историю их изменения в зоне гипергенеза.

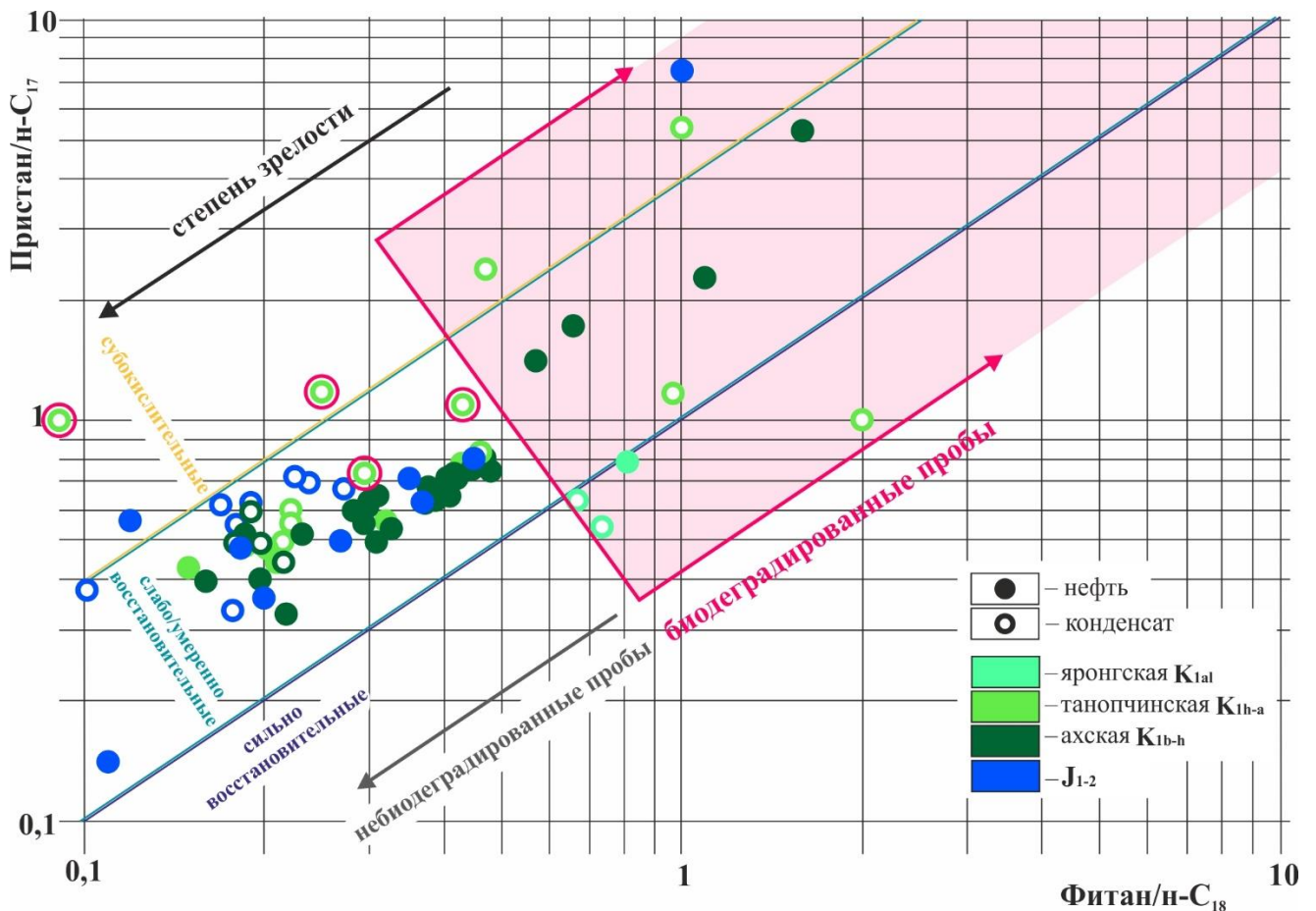


Рисунок 4.16 – Обстановки накопления исходного ОВ и локализация биодegradированных нефтей и конденсатов на диаграмме Кеннона-Кессоу

Примечание: области на диаграмме и их интерпретация приводятся в соответствии с (Connan, Cassou, 1980; Peters et al., 2005).

Показатель *n*-алканы/ациклические изопренаны также лучше коррелирует со значениями пластовых температур, чем параметры пристан/*n*-C₁₇, фитан/*n*-C₁₈, используемые для построения диаграммы Кеннона-Кессоу, и схожий по смыслу показатель $K_{\text{изо}}$ (Таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Парные коэффициенты корреляции критериев биodeградации по составу *n*-алканов и ациклических изопренанов и пластовой температурой

Параметры	$T_{\text{пл}}$	пристан/ <i>n</i> -C ₁₇	фитан/ <i>n</i> -C ₁₈	$K_{\text{изо}}$	<i>n</i> -алканы/ ацикл. изопренаны
	1	2	3	4	5
1	1,00				
2	-0,33	1,00			
3	-0,40	0,60	1,00		
4	-0,41	0,94	0,72	1,00	
5	0,48	-0,32	-0,41	-0,40	1,00

Примечание: $T_{\text{пл}}$ – пластовая температура; ацикл. – ациклические.

Стоит отметить, что для 10 из 17 проб, отнесенных к типу Б по распределению *n*-алканов и ациклических изопренанов, биodeградация была диагностирована и по составу легкокипящих фракций (см. рисунок 4.10, таблица 4.2), включая нефть среднеюрской залежи Новопортовского месторождения (Ю₂, 1894–1901 м, 62 °С). Пять из оставшихся проб не охарактеризованы данными по составу бензинов. Только два конденсата из пластов ТП₁₁¹ и ТП₁₉¹ Южно-Тамбейского месторождения характеризуются как небиodeградированные по составу низкомолекулярных УВ (*n*-алканы/изоалканы 1,55, 1,98; *n*-алканы/цикланы 0,56, 0,46; *n*-C₇/мЦГ 0,38, 0,31), при этом имеют все признаки биodeградации на основе данных ГЖХ (*n*-алканы/ациклические изопренаны 2,33, 1,83; $K_{\text{изо}}$ 0,55, 1,08). Возможно, это связано с наличием дополнительного притока легких УВ в соответствующие залежи, что уже определялось для расположенных выше по разрезу этого месторождения пластов ХМ. При этом среди проб, отнесенных к типу Б по составу УВ C₅–C₈, лишь один конденсат из залежи пласта ТП₁₆ Нейтинского месторождения имеет распределение средне- и высокомолекулярных алканов, присущее неизменным УВ-флюидам, что указывает на начальную стадию биodeградации этого нафта (стадия 1.1, см. рисунок 2.6), затронувшую только низкомолекулярные УВ. Кроме того, в коллекции имеется 10 проб, относящихся к типу Б в соответствии

с показателями по распределению легкокипящих УВ, но неохарактеризованных данными ГЖХ. Стадию биodeградации этих нафтидов можно оценить, принимая допущение, что в близкорасположенных залежах (одно месторождение и(или) соседние) одного и того же стратиграфического уровня со схожими пластовыми условиями стадии биodeградации одинаковы: 3–4 стадия – Бованенковское ХМ; 2 стадия – Харасавэйское, Бованенковское, Арктическое ТП; 1 стадия – Нурминское, Ростовцевское ТП.

В насыщенных фракциях остальных исследованных нефтей и конденсатов относительное содержание алканов нормального строения значительно выше (н-алканы/ациклические изопренаны 4,35–40,67, ср. знач. 8,49), что в совокупности со сравнительно низкими значениями $K_{\text{изо}}$ (0,12–0,66, ср. знач. 0,44) и пристан/н- C_{17} (0,14–0,84, ср. знач. 0,58) позволяет считать эти пробы неизменными процессами биodeградации (тип А).

Для коллекции в целом можно отметить следующую особенность индивидуального распределения УВ рассматриваемых классов – преобладание УВ со средней длиной цепи (C_{15} – C_{20}) и, как правило, невысокие концентрации высокомолекулярных н-алканов ($> C_{25}$), что типично для легких УВ-флюидов, месторождения которых локализованы в зоне преимущественного газо- и конденсатонакопления (Чахмахчев, 1983; Конторович и др., 1975; Скоробогатов и др., 2003). При более детальном рассмотрении можно выделить несколько типов распределения гомологов н-алканов (Рисунок 4.17). Первый характеризуется существенным преобладанием УВ C_{15} – C_{17} (н- C_{27} /н- C_{17} и TAR $< 0,5$) и определяется преимущественно в конденсатах из нижнемеловых залежей Малыгинского, Южно-Крузенштернского, Тамбейских месторождений, нижнемеловых и среднеюрских залежей Харасавэйского, среднеюрских залежей Малоямальского месторождения. Схожее молекулярно-массовое распределение н-алканов наблюдается также в составе среднеюрской нефти Южно-Тамбейского месторождения и танопчинской нефти Западно-Тамбейского. Обычно, такой состав н-алканов рассматривается как следствие формирования исходного ОВ за счет липидов фито- и зоопланктона (Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984;

Peters et al., 2005). Однако в случае легких нефтей и конденсатов района исследования это, вероятнее всего, обусловлено не составом материнского ОБ, а перераспределением УВ по молекулярной массе при фазово-ретроградных процессах, сопровождающих формирование газоконденсатных скоплений (Чахмахчев, 1983; Справочник..., 1998).

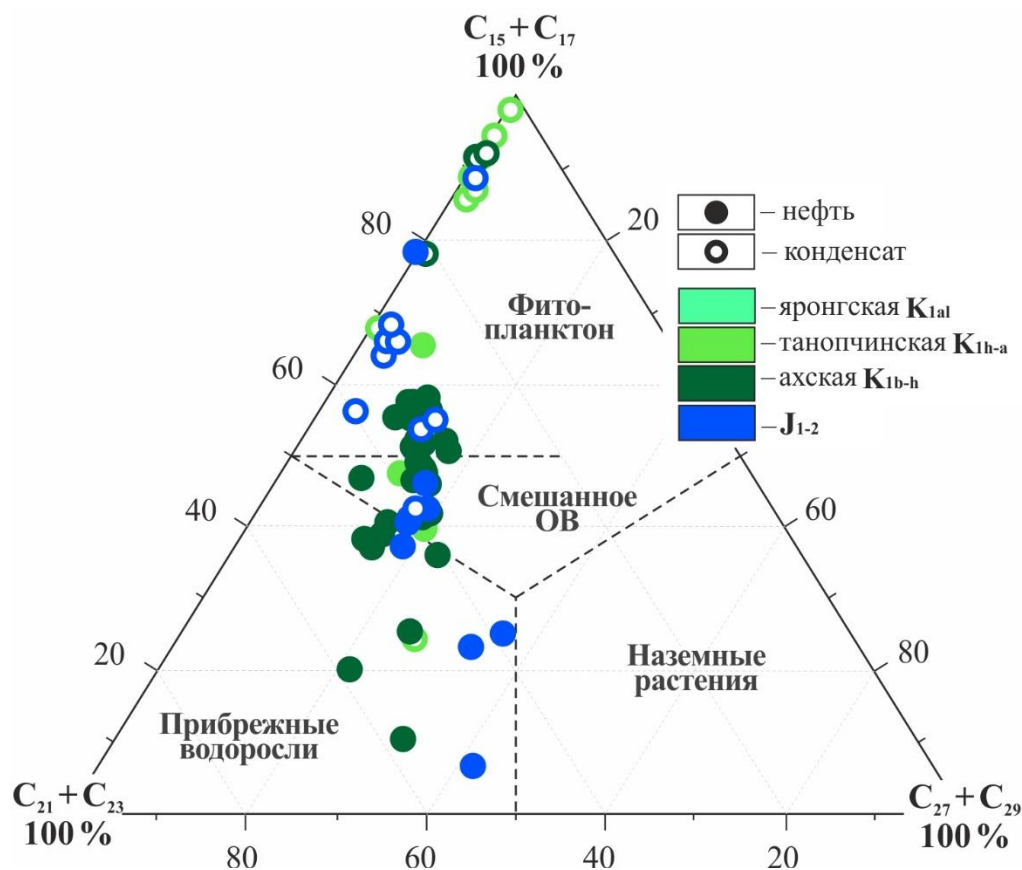


Рисунок 4.17 – Тригонограмма распределения гомологов n-алканов в составе насыщенных фракций нефтей и конденсатов

Примечание: области на диаграмме и их интерпретация приводятся в соответствии с (Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Peters et al., 2005).

Второй тип распределения n-алканов описывается достаточно высоким, при этом без существенного доминирования, содержанием средне- ($C_{21} + C_{23}$) и высокомолекулярных ($C_{27} + C_{29}$) гомологов ($n-C_{27}/n-C_{17}$ и $TAR \sim 0,5$), которые могли быть унаследованы от наземных растений и прибрежных водорослей, соответственно (Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Peters et al., 2005). Совокупность проб, отличающихся таким составом n-алканов, тяготеет к области на диаграмме (см. рисунок 4.17), характерной для нефтидов, генерированных ОБ смешанного генотипа. К ней относится большая часть нефтей коллекции,

отобранных из залежей разных стратиграфических уровней и месторождений района исследования, а также среднеюрские конденсаты Южно-Тамбейского, Малыгинского и Новопортовского месторождений. Это может быть свидетельством аккумуляции нефтей смешанного генотипа на всех уровнях нефтеконденсатонакопления в регионе.

В единичных пробах идентифицирован третий тип распределения *n*-алканов – преобладают гомологи с длиной цепи C_{21} и C_{23} , а концентрации *n*-алканов C_{15} и C_{17} относительно снижены ($n-C_{27}/n-C_{17}$ и TAR 1,0–6,2). Такими характеристиками обладают одна из среднеюрских и три ахские нефти Новопортовского месторождения, нижнеюрская и среднеюрская нефти из залежей на Бованенковском и Малоямальском месторождениях, соответственно. Кроме того, к соответствующей области на тригонограмме (см. рисунок 4.17) относится конденсат из танопчинской свиты Нейтинского месторождения. Относительно пониженное содержание более низкомолекулярных *n*-алканов C_{15} – C_{17} в указанных нефтях Новопортовского месторождения, вероятнее всего, связано с изменением их УВ-состава под влиянием биodeградации, а не с существенно террагенным составом материнского ОВ. Лишь для единичных проб, неизмененных процессами бактериального окисления (ТП₁₆: конденсат, Нейтинское; Ю₁₀: нефть, Бованенковское; Ю₂: нефть, Малоямальское) преобладание гомологов C_{21} – C_{23} позволяет предполагать бóльший вклад неморских биопродуцентов в состав исходного ОВ.

Таким образом, с учетом вероятного влияния фазово-ретроградных процессов и биodeградации, информативность данных о распределении индивидуальных *n*-алканов для диагностики генетического типа исходного ОВ нефтей и конденсатов района исследования ограничена. Исключение могут составить лишь единичные небiodeградированные (тип А) пробы со значениями параметров $n-C_{27}/n-C_{17}$ и TAR > 1, характеризующие нефти и конденсаты преимущественно террагенного генотипа.

Среди идентифицированных ациклических изопренанов во всех пробах коллекции преобладает пристан, а величина отношения пристан/фитан

превышает 1. Исходя из значений этого параметра, характерных для нафтидов и битумоидов, связанных с ОВ баженовского горизонта и нижнесреднеюрских толщ на севере ЗС НПП (см. Глава 2), можно сделать следующие выводы. Отношение пристан/фитан для нафтидов из залежей пластов группы ХМ укладывается в диапазон 1,13–1,71, соответственно, они образованы ОВ, предположительно баженовской свиты, которое накапливалось в существенно восстановительных обстановках. В генерации УВ-флюидов, сконцентрированных в залежах таноштинской свиты, напротив, согласно полученным данным (пристан/фитан 2,00–9,00, ср. знач. 3,62), принимало участие существенно окисленное в диагенезе ОВ (Южно-Тамбейское, Северо-Тамбейское, Бованенковское, Среднеямальское, Арктическое, Ростовцевское, Малыгинское, Южно-Крузенштернское). Только для единичных проб (Нейтинское: ТП₁, ТП₁₆; Южно-Тамбейское: ТП₁₉¹) значения параметра пристан/фитан (1,61–1,90, ср. знач. 1,78) указывают на связь с ОВ, формирование которого происходило в достаточно глубоководных морских обстановках. В образовании нефтей, отобранных из пород ахской свиты, преобладающую роль играло ОВ баженовского горизонта, что определяется по относительно пониженному содержанию пристана (пристан/фитан 1,63–2,05, ср. знач. 1,84). Генетическая связь с окисленным среднеюрским ОВ (пристан/фитан 2,23–3,80, ср. знач. 2,88) диагностируется для нефтей и конденсатов из залежей пластов группы БЯ, локализованных на севере (Западно-, Южно-Тамбейское, Малыгинское) полуострова Ямал, а также для отдельных проб в разрезе ахской свиты Арктического, Харасавэйского и Новопортовского месторождений. Для последних образование за счет террагенного ОВ будет показано по распределению УВ-биомаркеров (см. раздел 4.3, 4.4.). Нафтиды, преимущественно конденсаты, из среднеюрских залежей характеризуются значениями пристан/фитан в диапазоне от 2,00 до 4,64 (ср. знач. 3,08), что позволяет связывать их формирование с окисленным в седиментогенезе ОВ нижнесреднеюрских толщ. Исключение составляют единичные нефти, отобранные из этого стратиграфического интервала на Сядорском, Нейтинском и Новопортовском месторождениях с величинами

пристан/фитан (1,73–1,93, ср. знач. 1,84), характерными для продуктов генерации ОВ, накапливавшегося в восстановительных условиях. Нижнеюрская нефть Бованенковского месторождения характеризуется значением пристан/фитан 1,14, что отвечает восстановительным морским условиям в бассейне седиментации материнского ОВ. Однако эта проба характеризуется наиболее высоким на фоне остальной коллекции содержанием высокомолекулярных *n*-алканов и при этом легким ИСУ (–29,2 ‰), что без рассмотрения УВ-биомаркеров стеранового и терпанового ряда не позволяет делать выводы о генотипе исходного для нее ОВ. Таким образом, в распределении значений параметра пристан/фитан по возрасту вмещающих нефти и конденсаты отложений можно проследить достаточно явные закономерности. Неоднородность разреза определяется в основном для многопластовых Новопортовского и Южно-Тамбейского месторождений.

Насыщенность придонного слоя вод кислородом в палеобассейне также принято оценивать по соотношениям пристана и фитана к совместно элюирующимся при ГЖХ-хроматографии *n*-алканами C_{17} и C_{18} на диаграмме Кеннона-Кессоу (см. рисунок 4.16). В соответствии с предложенной интерпретационной схемой, седиментация и диагенез исходного для большинства УВ-флюидов коллекции ОВ происходили в слабо/умеренно восстановительных обстановках. При этом можно видеть, что для нефтей из залежей ахской свиты определяются более восстановительные обстановки накопления исходного ОВ, подтверждая ранее сделанные выводы. В субокислительных обстановках континентальных фаций, исходя из данных диаграммы, происходило формирование материнского ОВ отдельных конденсатов танопчинской свиты и нефтей малышевской. Восстановительные условия накопления определяются для ОВ-источника нафтидов яронгской свиты и конденсата пласта ТП₂ Северо-Тамбейского месторождения.

В составе ряда конденсатных проб коллекции, включая биodeградированные, практически отсутствуют *n*-алканы C_{22} – C_{35} , что не позволяет достоверно рассчитать индекс нечетности высокомолекулярных *n*-алканов (СPI, формулу расчета см. в таблице 2.4). Для большинства нефтей и конденсатов, в которых

данные УВ уверенно идентифицируются, параметр CPI близок к 1 (0,98–1,34), что свидетельствует о прохождении нефтематеринским ОВ главной зоны нефтегазообразования (Тиссо, Вельте, 1981; Peters et al., 2005 и др.). Однако в ряде конденсатов как из меловых, так и юрских залежей концентрации высокомолекулярных n-алканов очень низкие (первый тип распределения n-алканов, см. рисунок 4.17), что не позволяет достоверно определить значение данного показателя.

Таким образом, по распределению n-алканов и ациклических изопренов установлено, что наиболее информативными показателями для диагностики процессов бактериального окисления в залежах района исследования являются параметры n-алканы/ациклические изопрены и $K_{\text{изо}}$, а соотношения пристан/n-C₁₇ и фитан/n-C₁₈, хоть и показательны для большинства проб коллекции, имеют ряд исключений. На этой основе подтверждена биodeградация большей части нафтидов, отнесенных ранее к геохимическому типу Б по составу бензинов (см. таблица 4.2), и оценена степень их бактериальной переработки (Рисунок 4.18) по шкале (Peters et al., 2005), представленной на (см. рисунок 2.6). Кроме того, к совокупности биodeградированных нефтей и конденсатов коллекции (геохимический тип Б, см. таблица 4.2) дополнительно отнесены два конденсата из пластов группы ТП Южно-Тамбейского месторождения и пять проб нефтей Новопортовского (ХМ₀₋₁, НП). Также, для десяти проб коллекции (тип Б по составу бензинов) степень биodeградации оценена, исходя из представлений о геологическом строении района исследования и данных о составе высокомолекулярных фракций проб из схожих по термобарическим условиям залежей: 3–4-я стадия – Бованенковское ХМ; 2-я стадия – Харасавэйское, Бованенковское, Арктическое ТП; 1-я стадия – Нурминское, Ростовцевское ТП. **Таким образом, было доказано, что в залежах танопчинской и яронгской свит, а на Новопортовском месторождении, также, ахской и малышевской, расположенных на небольших глубинах (< 2220 м, $T_{\text{пл}} < 70$ °С), сконцентрированы нефти и конденсаты, измененные процессами биodeградации.**

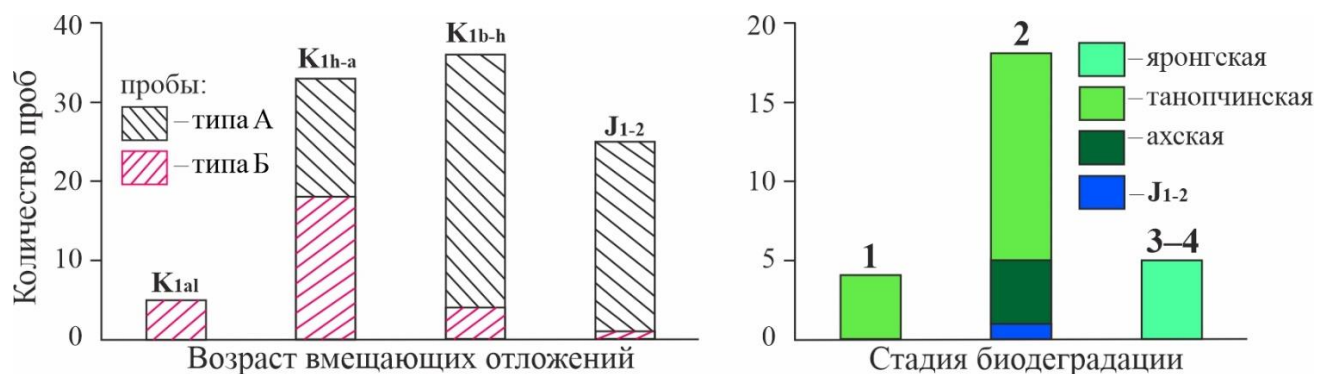


Рисунок 4.18 – Распределение биодegradированных нефтей и конденсатов района исследования (тип Б) по возрасту вмещающих отложений и стадиям биодegradации

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

Выявлено, что распределение *n*-алканов с разной длиной углеродной цепи в нефтях и конденсатах изученной коллекции, по всей видимости, контролируется не только генетическим типом исходного ОВ, но и процессами бактериального окисления и(или) молекулярно-массового перераспределения УВ при фазово-ретроградных процессах, присущих зонам преимущественного газоконденсатонакопления. В связи с этим, параметры $n\text{-C}_{27}/n\text{-C}_{17}$ и TAR могут использоваться только для небидegradированных нефтей (тип А) в совокупности с другими геохимическими показателями (например, по составу стеранов и терпанов) для подтверждения континентального генезиса материнского ОВ (> 1). По полученным данным о распределении ациклических изопренов определено, что в районе исследования присутствуют УВ-флюиды, генерированные ОВ: 1) фоссилизация которого происходила в восстановительных обстановках; 2) накапливавшимся в слабо восстановительных/субокислительных обстановках. Нефти первой группы локализованы преимущественно в залежах ахской и яронгской свит, а нефти и конденсаты второй – в основном в пластах групп ТП и Ю. Отмечается, что на севере полуострова Ямал (Малыгинское месторождение) как в юрских, так и в меловых залежах сконцентрированы УВ-флюиды, генерированные преимущественно окисленным в диагенезе ОВ, а разрез многопластовых Южно-Тамбейского и Новопортовского месторождений по этому параметру неоднороден.

4.4. Распределение стеранов и терпанов в составе нефтей и конденсатов

В составе насыщенных фракций нефтей и конденсатов методом ХМС идентифицированы типовые наборы стеранов по m/z 217 и m/z 218, и терпанов по m/z 191 (см. рисунок 2.3), рассчитаны значения основных геохимических показателей, рассмотренные в Главе 2 и приведенные в таблице 2.5. Исключение составляют две конденсатные пробы из залежей пласта ТП₁₆ Среднеямальского и ТП₁₁¹ Южно-Тамбейского месторождений (типа Б по распределению нормальных и изопреноидных алканов и УВ C₅–C₈). Для этих проб определены значения показателей стераны C₂₉/C₂₇, I_{TC} и адиантан/Г C₃₀, поскольку в их составе УВ-биомаркеры присутствуют в очень низких концентрациях, а уверенно идентифицируются только единичные пики гопанов, трицикланов и отдельных стеранов.

Поскольку значительная часть нефтей и конденсатов изученной коллекции была подвержена биодegradации, что установлено по составу УВ C₅–C₈, n-алканов и ациклических изопренанов (см. раздел 4.2, 4.3), прежде чем перейти к их фацциально-генетической типизации по распределению стеранов и терпанов, необходимо исключить бактериальное воздействие на состав данных УВ-биомаркеров. Известно, что в ходе биодegradации нафтидов среди стеранов селективно накапливаются перегруппированные (диа-) структуры, а среди терпанов, вследствие дegradации гопанов, – хейлантаны. Однако явных зависимостей концентрационных соотношений стераны $\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ и гопаны/трицикланы от биодegradации не обнаружено. Показатель $\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ для ряда биодegradированных проб (Южно-Тамбейское: ХМ, ТП; Нейтинское: ТП), напротив, принимает пониженные (0,36–0,75) на фоне остальной коллекции (0,36–1,79, ср. знач. 1,02) значения. Относительно повышенные содержания хейлантанов C₁₉–C₃₀ (41–88 % на сумму три-, тетра- и пентациклических терпанов) и значения гопаны/трицикланы < 1 зафиксированы для большинства конденсатов, изученных методом ХМС, в том числе группы Б (11 из 16 проб; ХМ: Южно-Тамбейское, ТП: Южно-Тамбейское, Арктическое; Ю: Южно-Тамбейское, Малоямальское), и единичных нефтей (2 из 32 проб; Ю₂ Сядорское;

Ю₁₂ Бованенковское). В остальных нефтях и конденсатах (36 проб – ~ 74 % коллекции) среди идентифицированных терпанов максимум концентрации приходится на гопаны и гомогопаны (57–77, ср. знач. 69 %), значительно меньше трицикланов (16–38, ср. знач. 25 %), а содержания тетрацикланов и моретанов незначительны (гопаны/трицикланы > 1). Однако повышенные содержания трицикланов фиксируются, в том числе, в составе конденсатов типа А, но не диагностируются для нефтей типа Б. По всей видимости, преобладание более легких, трициклических, терпанов в конденсатах коллекции обусловлено не влиянием биodeградации, а, по аналогии с n-алканами, молекулярно-массовым перераспределением УВ за счет фильтрационных свойств пород и фазово-ретроградных процессов при формировании газоконденсатных залежей (Старобинец, 1974; Чахмахчев, 1983; Справочник..., 1998). Кроме того, во всех изученных нефтях и конденсатах коллекции, в частности типа Б, отсутствуют 25-норгопаны (m/z 177) – маркеры высоких стадий биodeградации (Peters et al., 2005; Каширцев и др., 2001; Виноградова, Пунанова, 2012). Следовательно, можно полагать, что степень бактериального окисления нафтидов, классифицированных как тип Б, не превышает 4-й стадии (см. рисунок 2.6), а показатели по составу стеранов и терпанов, в соответствии с представлениями о последовательности деструкции нефтяных УВ, сохранили свою геохимическую информативность.

Известно (Петров, 1984; Конторович и др., 1999; Peters et al., 2005), что для дочерних нафтидов ОВ мезозой-кайнозойского возраста надежными биомаркерными генетическими критериями являются отношения концентраций стеранов C_{29}/C_{27} и соотношения между трицикланами разного молекулярного веса, в частности, трициклановый индекс I_{TC} .

По молекулярно-массовому распределению стеранов (Рисунок 4.19) в изученной коллекции можно выделить несколько групп УВ-флюидов. Для первой из них характерно явное преобладание холестанов над этилхолестанами и, как следствие, значения параметра стераны C_{29}/C_{27} меньше 1 (0,59–1,00, ср. знач. 0,79). К этой группе относятся практически все нефти из залежей ахской

свиты (22 из 25 проб, изученных методом ХМС), конденсаты яронгской свиты Южно-Тамбейского месторождения, нефти малышевской (3 из 4 проб: Нейтинское, Новопортовское, Сядорское) и таноичинской свит (1 проба: Нейтинское). Такое распределение стеранов в составе мезозойских нафтидов Западной Сибири позволяет предполагать преимущественно аквагенный генотип их материнского ОВ (Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Peters et al., 2005). Из перечисленных проб только нефти Нейтинского и один из конденсатов пласта ХМ₂ Южно-Тамбейского месторождений были отнесены к продуктам генерации аквагенного ОВ по составу УВ C₅–C₈ – генетическая группа In (см. таблица 4.2). Легкокипящие УВ остальных нафтидов этой группы, для которых известны данные об их распределении (ХМ: Южно-Тамбейское; БЯ: Сядорское, Восточно-Бованенковское, Хамбатеинское; Ю: Сядорское), генерированы смешанным и террагенным ОВ – группа Пн и Шн (см. таблица 4.2).

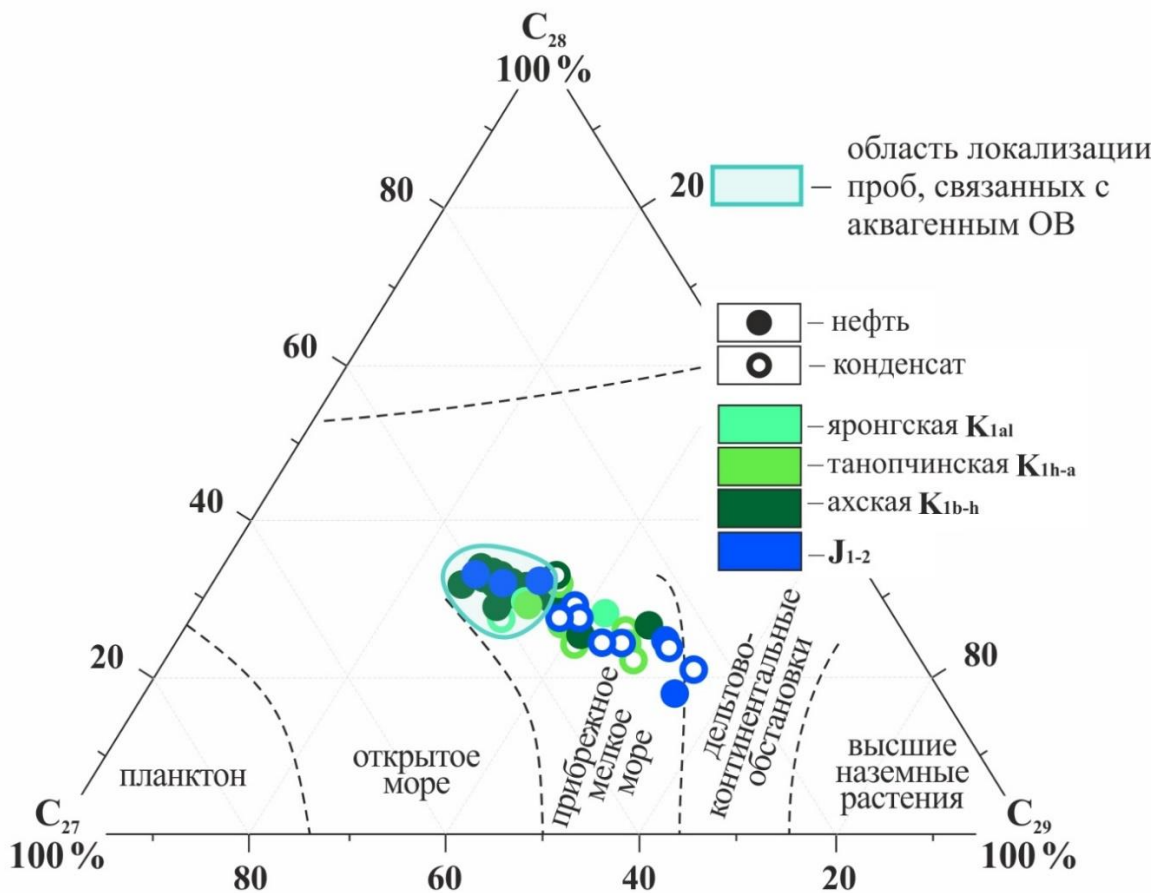


Рисунок 4.19 – Распределение стеранов разного молекулярного веса в составе исследованных нефтей и конденсатов

Примечание: области на диаграмме и их интерпретация приводятся в соответствии с (Huang, Meinschein, 1979; Peters et al., 2005).

Незначительное преобладание стеранов C_{29} (стераны C_{29}/C_{27} 1,07–1,14) зафиксировано для отдельных конденсатов и двух нефтей коллекции (ТП: Южно-Тамбейское, Западно-Тамбейское (нефть), Среднеямальское; БЯ: Южно-Тамбейское, Западно-Тамбейское (нефть); Ю: Малоямальское). Такой состав стеранов можно связывать с присутствием неморских биопродуцентов в составе исходного для этих нафтидов ОВ (Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Peters et al., 2005). Изученные бензины этой группы проб (ТП: Южно-Тамбейское, Среднеямальское; БЯ: Западно-Тамбейское, Ю: Малоямальское) были классифицированы как образованные за счет террагенного ОВ – группа Шн (см. таблица 4.2).

Доминирование стеранов C_{29} над стеранами C_{27} (1,21–2,30) определяется, в первую очередь, для большинства изученных проб из среднеюрских залежей (Малоямальское, Новопортовское, Южно-Тамбейское) и залежей танопчинской свиты (Южно-Тамбейское, Нейтинское, Арктическое). Кроме того, преобладание этилхолестанов характерно для биodeградированной нефти (тип Б, пласт ХМ₀₋₁) Новопортовского месторождения, единичных нефтей из ахской свиты (две пробы: Новопортовское, Бованенковское) и нефти из нижнеюрской залежи (Бованенковское). Такие значения геохимического параметра стераны C_{29}/C_{27} характерны для нафтидов, генетически связанных с ОВ, обогащенным террагенными компонентами. Все пробы этой группы, в которых было изучено распределение легкокипящих УВ, по их составу были отнесены к генетической группе Шн (см. таблица 4.2).

Генетическая типизация нафтидов коллекции по распределению трицикланов разного молекулярного веса ограничена. Как уже отмечалось выше, для большинства конденсатов коллекции, изученных методом ХМС, и единичных нефтей характерны в целом повышенные содержания трицикланов. При этом концентрации низкомолекулярных трициклических дитерпанов C_{19} и C_{20} в их составе достигают самых высоких значений по коллекции – 42–74 % на сумму C_{19} – C_{31} , ср. знач. 61 %. Все остальные изученные методом ХМС конденсаты также характеризуются высоким содержанием низкомолекулярных гомологов

(24–42, ср. знач. 32%), в то время как в нефтяных пробах оно значительно ниже – от 3 до 33, ср. знач. 13%. Исключение составляет одна нефть из залежи ахской свиты Новопортовского месторождения (42%). Происхождение низкомолекулярных трицикланов C_{19} и C_{20} обычно связывают с высшей наземной растительностью (Каширцев, 1988; Peters et al., 2005) и используют значения $I_{TC} > 1$ в качестве показателя террагенного генотипа материнского ОВ. Однако выявленная зависимость между фазовым типом изученных нафтидов и содержанием трицикланов, в частности низкомолекулярных гомологов C_{19} и C_{20} , по-видимому, подтверждает влияние на их состав, в частности терпанов, процессов ретроградного испарения и конденсации.

На диаграмме зависимости трицикланового индекса I_{TC} от параметра стераны C_{29}/C_{27} (Рисунок 4.20) видно, что для всех конденсатов коллекции значения I_{TC} закономерно $\gg 1$, что по описанным выше причинам не может являться основанием для их генетической типизации. Для большинства изученных нефтей (24 из 33 проб) величина $I_{TC} < 1$, что в совокупности с преобладанием холестанов над этилхолестанами ($C_{29}/C_{27} < 1$) подтверждает генерацию этих нафтидов аквагенным ОВ. Эта группа представлена в основном нефтями из залежей ахской свиты, локализованными по всему району исследования, и единичными нефтями из среднеюрских и танопчинских залежей. Остальные нефтяные пробы (ХМ: Новопортовское; ТП: Западно-Тамбейское; БЯ/НП: Новопортовское, Западно-Тамбейское, Сядорское, Бованенковское, Арктическое; Ю: Новопортовское) имеют величины $I_{TC} > 1$ (1,24–3,84). Три из них (БЯ: Арктическое, Сядорское, Западно-Тамбейское), наравне с конденсатами коллекции, характеризуются повышенными содержаниями трицикланов в составе терпанов ($> 30\%$ на сумму терпанов), а также отношением стераны $C_{29}/C_{27} < 1$. Следовательно, $I_{TC} > 1$ для этих нефтей не может рассматриваться в качестве достоверного признака неморского происхождения исходного для них ОВ. Для 6 нефтей коллекции (Новопортовское: ХМ₀₋₁, НП₂, Ю₂₋₃; Западно-Тамбейское: ТП₁₈, БЯ₈; Арктическое: БЯ₁₁) значения $I_{TC} > 1$ можно рассматривать как подтверждение террагенного генотипа материнского ОВ, диагностированного

по параметру стераны $C_{29}/C_{27} > 1$. Для них, несмотря на достаточно высокие концентрации гомологов $C_{19}-C_{20} > 19\%$, характерны невысокие содержания трицикланов в составе терпанов ($< 29\%$).

Одна из проб коллекции выделяется на графике зависимости I_{TC} от соотношения стераны C_{29}/C_{27} (см. рисунок 4.20) – тяжелая нефть из нижнеюрской залежи пласта Ю₁₂ Бованенковского месторождения с величинами этих параметров 0,87 и 2,02, соответственно. В пользу неморского происхождения материнского ОВ этой нефти, помимо распределения стеранов разного молекулярного веса, свидетельствует также нетипичный для исследованной коллекции «тяжелый» состав н-алканов ($n-C_{27}/n-C_{17}$ 1,04, TAR 1,08).

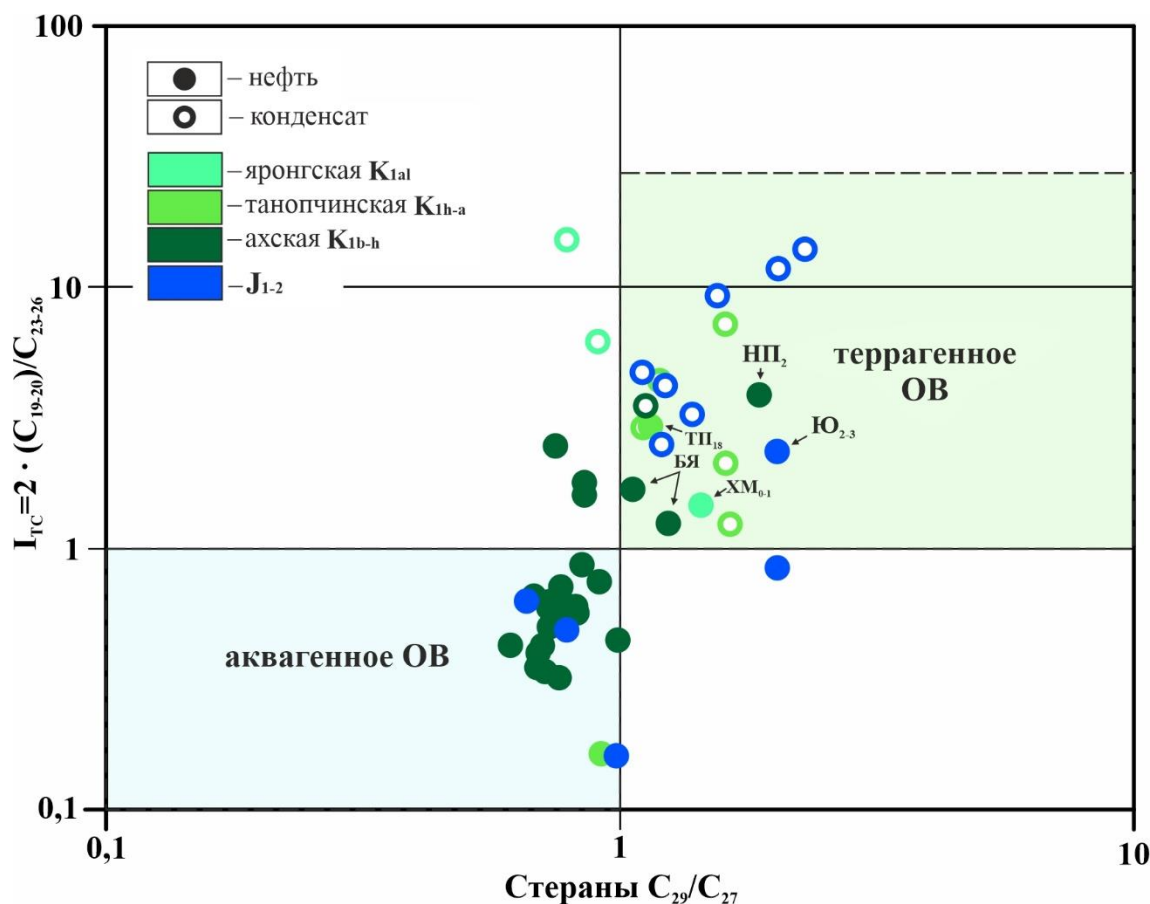


Рисунок 4.20 – Соотношение генетических показателей по составу стеранов и трициклических терпанов исследованных нефтей и конденсатов

Примечание: формулы расчета и интерпретация показателей приводятся в соответствии с (Конторович и др., 1999) для индекса I_{TC} и (Huang, Meinschein, 1979; Peters et al., 2005) для параметра стераны C_{29}/C_{27} .

Среди идентифицированных пентациклических терпанов в исследованных нефтях и конденсатах, гопаны ($C_{27}-C_{30}$) преобладают над гомогопанами ($C_{31}-C_{35}$).

Концентрации последних монотонно уменьшаются с ростом молекулярной массы. Численно эта закономерность выражается в низких (< 1) значениях гомогопанового индекса ($\Gamma\Gamma C_{35}/\sum\Gamma\Gamma C_{31}-C_{35}$) и соотношения $\Gamma\Gamma C_{35}/\Gamma\Gamma C_{34}$. Такие значения указывают на формирование исходного нефтегазоматеринского ОВ в присутствии свободного кислорода в придонном слое слабосоленых вод (Конторович и др., 1991; Peters, Moldowan, 1991). Слабо восстановительные/субокислительные условия в бассейне седиментации определяются для ОВ – источника нафтидов большинства альбских, среднеюрских и нижнеюрской залежей района исследования, а также разновозрастных УВ-скоплений Тамбейской группы месторождений ($\Gamma\Gamma C_{35}/\Gamma\Gamma C_{34} < 0,5$). Преимущественно умеренно восстановительные обстановки ($\Gamma\Gamma C_{35}/\Gamma\Gamma C_{34} > 0,5$) фоссилизации определяются для исходного ОВ нафтидов ахской свиты. В общем, условия накопления и захоронения материнского ОВ, зафиксированные по распределению гомогопанов, согласуются с выводами по отношению пристан/фитан. Наблюдается обратная взаимосвязь этих параметров, хотя теснота связи невысокая (Таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Парные коэффициенты корреляции между фаціальными параметрами по составу стеранов и терпанов

Параметры	$\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta)$	пристан/фитан	$\Gamma\Gamma C_{35}/\Gamma\Gamma C_{34}$
	1	2	3
1	1,00		
2	0,23	1,00	
3	-0,49	-0,44	1,00

Примечание: $\Gamma\Gamma$ – гомогопаны.

Среди индивидуальных гопаноидных УВ, самыми высокими концентрациями во всех без исключения пробах коллекции отличается гопан C_{30} . Его преобладание над адиантаном и, соответственно, значения отношения адиантан/гопан $C_{30} < 1$ (0,22–0,89) согласуются с представлением о накоплении нефтематеринского ОВ – источника исследованных нафтидов – в осадочном бассейне с терригенной седиментацией и нормальной соленостью вод (Петров, 1984; Peters et al., 2005), что типично для Западно-Сибирского НГБ (Конторович и др., 1991, 2000, 2013а; Никитенко, 2009).

Аналогичное заключение о фациальных обстановках накопления и захоронения ОВ следует из упомянутых выше значений параметра стераны $\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta)$. Для всех проб коллекции соотношение превышает 0,3 (0,36–1,79, ср. знач. 1,02), что соответствует захоронению нефтематеринского ОВ в бассейне с терригенной седиментацией (Петров, 1984; Peters et al., 2005). Для большинства проб коллекции (65 %) полученные значения параметра $\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ выше тех (до 0,9), что характерны для нефтей из верхнеюрско-меловых залежей центральных районов Западной Сибири, источником которых считается ОВ баженовской свиты (Воробьева и др., 1992; Фурсенко и др., 2024). Этот факт, по-видимому, обусловлен более высокой окисленностью ОВ и(или) повышенным содержанием в составе нефтематеринских толщ района исследования глинистых минералов, которые, в отличие от известковистых отложений, являются катализаторами процессов изомеризации стероидных компонентов липидов в $\beta\alpha$ -структуры (Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Peters et al., 2005). Также отмечается слабая взаимосвязь этого показателя и окислительно-восстановительных обстановок седиментации и диагенеза исходного ОВ, диагностированных по величине параметра пристан/фитан (см. таблица 4.4).

Изомерные соотношения регулярных стеранов C_{29} $20S/(20S + 20R)$ и $\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$ для всех проб коллекции меняются незначительно (0,34–0,52 и 0,42–0,65, соответственно), что справедливо для прохождения исходным ОВ главной зоны нефтеобразования (Seifert, Moldowan, 1979, Mackenzie et al., 1983; Peters et al., 2005). Коэффициент созревания $\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$ меняется от 1,87 до 7,60 и в среднем составляет 4,13. Большая часть проб имеет значение показателя в пределах 3,04–6,75, что характерно для нафтидов, генерированных в максимуме нефтяного окна (Петров, 1984). Повышенное значение параметра (7,60) зафиксировано для нефти из малышевской свиты Новопортовского месторождения, которая в соответствии с соотношением стераны C_{29}/C_{27} (0,79), в отличие от остальных проб из этого интервала разреза (1,21, 2,02), является продуктом генерации аквагенного ОВ. Самое низкое по коллекции значение параметра определено для нефти из ахской свиты того же месторождения, которая,

напротив, по преобладанию этилхолестанов (1,88), в отличие от остальных нефтей из пластов группы НП (0,74–1,00), образована за счет существенно террагенного ОВ. Данный факт еще раз свидетельствует о вкладе разнотипного ОВ разных НГМТ в формирование УВ-скоплений этого месторождения. Относительно пониженная степень термокаталитической преобразованности по коэффициенту созревания (2,11–2,72) также диагностируется для материнского ОВ отдельных нефтей и конденсатов из разных интервалов разреза района исследования (ХМ: Новопортовское; ТП: Южно-Тамбейское; БЯ: Западно-Тамбейское). Стоит отметить, что значения коэффициента $\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$ хорошо коррелируют с величинами параметров $20S/(20S + 20R)$ и $\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$ – парные коэффициенты Пирсона составляют 0,48 и 0,88, соответственно (Таблица 4.5).

Таблица 4.5 – Парные коэффициенты корреляции между катагенетическими параметрами по составу стеранов и терпанов

Параметры	Стераны C ₂₉			Ts/Tm	Гг C ₃₂
	$\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$	$20S/(20S + 20R)$	$\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$		$22S/(22S + 22R)$
	1	2	3		4
1	1				
2	0,21	1			
3	0,88	0,48	1		
4	0,66	0,24	0,72	1	
5	-0,28	0,18	-0,08	-0,16	1

Примечание: Гг – гомогопаны.

Соотношение S- и R-форм гомогопанов разного молекулярного веса C₃₂–C₃₅, выраженное в среднем по соотношениям $22S/(22S + 22R)$ для каждого члена гомологического ряда, меняется от 0,54 до 0,71. Полученные значения, в общем, соответствуют равновесным, которых параметр достигает на уровне ГЗН, после чего теряет свою информативность (Петров, 1984; Peters et al., 2005).

Величины показателя Ts/Tm среди изученных нефтей и конденсатов меняются в достаточно широком диапазоне – от 0,37 до 4,27, ср. знач. 1,99. Вариации значений Ts/Tm аналогичны закономерностям, установленным по изомерным соотношениям $\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$ и $\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$ для стеранов C₂₉ – величины парных коэффициентов корреляции составляют 0,66 и 0,72, соответственно (см. таблица 4.5). Взаимосвязь параметров по составу

разных групп УВ-биомаркеров подтверждает достоверность проводимых типизаций (Рисунок 4.21).

В соответствии с приведенной в (Конторович и др., 1994) шкалой катагенеза ОВ по величине параметра T_s/T_m , генерация большинства изученных нефтей и конденсатов происходила в условиях ГЗН (см. рисунок 4.21). Относительно пониженная зрелость исходного ОВ на уровне $МК_1^2$ – начала $МК_2$ (градации по (Конторович, 1976)) диагностируется преимущественно для конденсатных проб из залежей танопчинской свиты и пластов группы Ю Малоямальского месторождения. Кроме того, невысокая степень катагенетической преобразованности определяется для отдельных проб Новопортовского месторождения. При этом для нефтей из одних и тех же пластов, отобранных в разных частях этой структуры, наблюдаются различия в диагностируемом уровне катагенеза исходного ОВ. Следовательно, можно предположить, что аккумулярованные в изученных залежах, например, пласта Ю₂₋₃, нефти генерировались на разных этапах катагенеза исходного ОВ и(или) поступали в залежи из разных источников. Остальные изученные пробы из юрских толщ характеризуются более высокой зрелостью исходного ОВ (середины $МК_2$ и выше). Наиболее высокая степень преобразованности нефтематеринского ОВ диагностируется для УВ-флюидов, отобранных из ахской свиты, в особенности для нефтей Ростовцевского месторождения (до $МК_3^2$), что согласуется с представлением о генерации этих нефтей зрелым аквагенным ОВ.

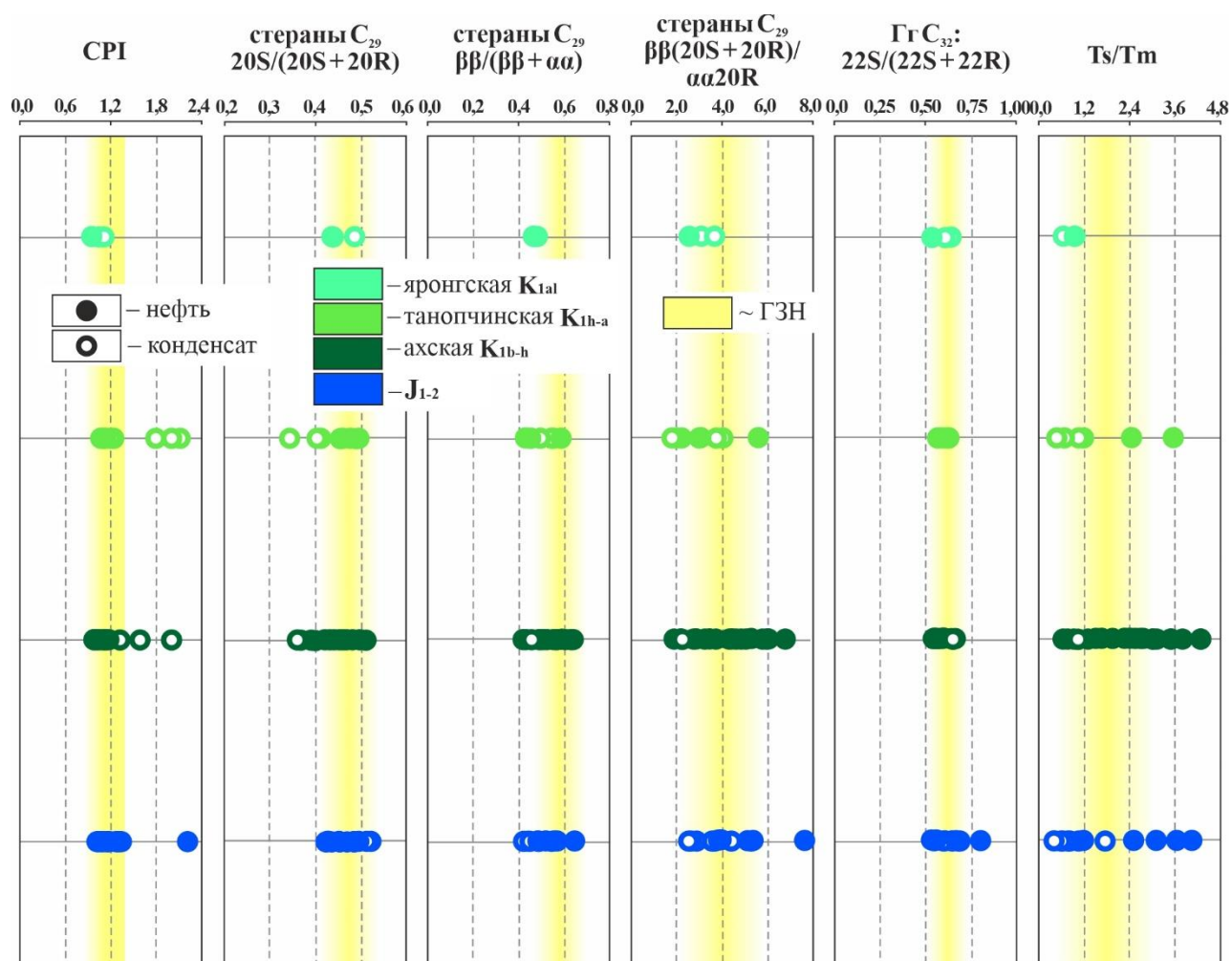


Рисунок 4.21 – Значения катагенетических параметров по распределению насыщенных УВ в составе высококипящих фракций изученных нефтей и конденсатов

Примечание: формулы расчета и интерпретация показателей приводятся в соответствии с (Петров, 1984; Конторович и др., 1994; Peters et al., 2005) и изложены в таблице 2.5.

Таким образом, установлено, что наибольшей информативностью для определения генетического типа материнского ОВ нефтяных проб коллекции, в основном, при значениях < 1 , для подтверждения морского происхождения исходного для них ОВ, и лишь в отдельных случаях – при значениях > 1 . Ограничения в использовании I_{TC} для генетической типизации обусловлены его чувствительностью к фазово-ретроградным процессам, характерным для района исследования. Оценку окислительно-восстановительных условий fossilization исходного ОВ по распределению гомогенов следует

проводить с учетом типизации по отношению пристав/фитан. Достаточно высокой степенью взаимосвязи отличаются параметры T_s/T_m и $\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$, которые могут быть использованы для диагностики степени катагенетической преобразованности нефтематеринского ОВ (см. таблица 4.5). Для подтверждения сделанных заключений в следующем разделе будут рассмотрены показатели термокаталитической зрелости ОВ и нафтидов, основанные на распределении индивидуальных аренов.

На основе охарактеризованного в данном разделе набора показателей по составу стеранов и терпанов и с учетом их геохимических информативности в исследованной коллекции выделены нафтиды, генерированные НГМТ, обогащенными преимущественно аквагенным и террагенным ОВ. Поскольку полного соответствия этих нафтидов ранее выделенным генетическим группам по составу бензинов (Iн, IIн и IIIн, см. таблица 4.2) нет, обозначим их Iв и IIIв, соответственно – Таблица 4.6, Рисунок 4.22. В данном случае индекс «в» означает, что типизация проведена по распределению высокомолекулярных УВ.

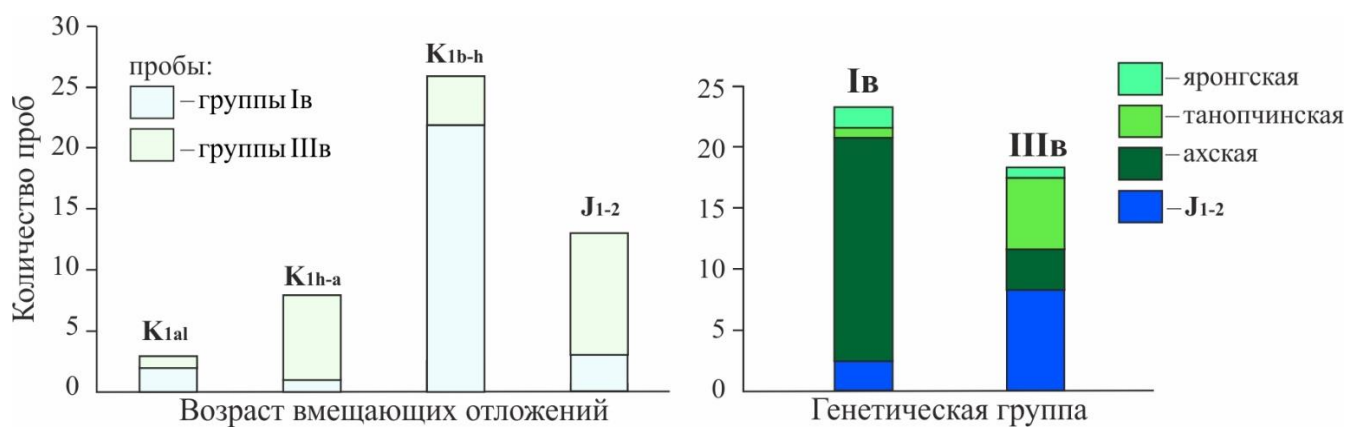


Рисунок 4.22 – Распределение нефтей и конденсатов разных генетических групп по составу УВ-биомаркеров

Таблица 4.6 – Типизация нефтей и конденсатов коллекции по составу насыщенных УВ-биомаркеров высокотемпературных фракций

Генетическая группа (источник)	Геохимический тип	Значения показателей						Пробы
		н-алканы/ ацикл. изопрены	K _{изо}	пристан/ фитан	TAR	стераны C ₂₉ /C ₂₇	I _{тс}	
Iв (аквагенный)	Б	2,55–4,92/ 3,71 (5)	0,62–2,92/ 1,39 (5)	1,13–1,85/ 1,58 (5)	–	0,74–0,90/ 0,82 (5)	0,58–0,60/ 0,59 (3)	ХМ: Ю-Тамбейское (2); НП: Новопортовское (3)
	А	4,82–13,39/ 7,74 (23)	0,28–0,66/ 0,51 (23)	1,67–2,58/ 1,90 (23)	0,13–0,51/ 0,26 (23)	0,59–1,00/ 0,78 (23)	0,16–0,86/ 0,48 (20)	ТП: Нейтинское (1); БЯ/НП: Ю-Тамбейское (1), 3-Тамбейское (1), Сядорское (1), В-Бованенковское (2), Новопортовское (4), Среднеямальское (1), Арктическое (1), Ростовцевское (7), Хамбатеинское (1); Ю: Сядорское (1), Нейтинское (1), Новопортовское (1)
Шв (террагенный)	Б	1,20–3,44/ 2,29 (5)	0,55–1,28/ 0,89 (5)	1,61–3,81/ 2,59 (5)	–	1,14–2,17/ 1,59 (5)	1,46–14,73/ 5,96 (5)	ХМ: Новопортовское (1); ТП: Ю-Тамбейское (2), Среднеямальское (1), Арктическое (1)
		11,03	0,34	1,84	0,60	1,39	1,25	ТП: Нейтинское (1) – биодegradация 1 стадии
	А	4,35–40,67/ 11,30 (17)	0,12–0,48/ 0,35 (17)	1,14–4,64/ 2,78 (17)	0,00–1,19/ 0,30 (17)	1,07–2,30/ 1,49 (16)	0,85–14,07/ 4,39 (16)	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: ацикл. – ациклические; разброс знач./ср. знач. (кол-во проб); Б – биодegradированные; А – небидegradированные; ХМ, ТП, БЯ, НП, Ю – группы пластов, из которых были отобраны пробы; названия месторождений Ю – Южно; С – Северо; З – Западно.

Таким образом, определена генетическая связь большинства высокотемпературных ($T_{н.к.} > 200$ °С) фракций нафтидов из залежей ахской свиты (22 из 26 изученных методом ХМС; Рисунок 4.22) с аквагенным (стераны C_{29}/C_{27} 0,62–1,00; I_{TC} 0,32–2,46) зрелым (T_s/T_m 1,01–4,27; $\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$ 2,72–6,75) ОВ, накапливавшимся в умеренно восстановительных обстановках ($G_{C_{35}}/G_{C_{34}} > 0,5$) – группа Ib (см. таблица 4.6). При этом наиболее аквагенным составом (стераны C_{29}/C_{27} 0,69–0,77; I_{TC} 0,33–0,61) и более высокой степенью катагенетической преобразованности исходного ОВ на уровне MK_3^1 – MK_3^2 (T_s/T_m 2,97–4,27; $\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$ 4,81–6,03) характеризуются нефти на юге района исследования (Ростовцевское месторождение), а относительно пониженной зрелостью материнского ОВ (T_s/T_m 1,01, 1,31; $\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$ 2,72, 4,60), наоборот, отличаются нефти из залежей на северных месторождениях полуострова Ямал (Западно- и Южно-Тамбейское). Для единичных проб в разрезе Новопортовского, Бованенковского, Западно- и Южно-Тамбейского месторождений (4 из 26; БЯ/НП) диагностируется существенный вклад менее зрелого (T_s/T_m 0,64–1,04; $\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$ 1,87–3,22) преимущественно террагенного ОВ (стераны C_{29}/C_{27} 1,07–1,88; I_{TC} 1,24–3,84) в формирование состава высокотемпературных фракций – группа Шв (см. таблица 4.6).

Состав УВ-биомаркеров всех изученных конденсатов из среднеюрских залежей (см. рисунок 4.22), напротив, указывает на их генетическую связь с преимущественно террагенным ОВ (стераны C_{29}/C_{27} 1,10–2,30; I_{TC} 2,49–14,07) со зрелостью на уровне MK_1^2 – MK_2 (T_s/T_m 0,37–1,75; стераны $\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$ 2,57–2,54) – группа Шв (см. таблица 4.6). Такими же характеристиками обладает одна из нефтей Новопортовского месторождения пласта Ю₂₋₃. Однако для большинства нефтей этого интервала разреза (3 из 4 проб; Новопортовское, Нейтинское, Сядорское) данные о распределении УВ-биомаркеров свидетельствуют об их происхождении за счет более преобразованного ОВ (T_s/T_m 3,10–4,04; стераны $\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$ 5,00–7,60), связанного с морскими биопродуцентами (стераны C_{29}/C_{27} 0,59–0,98; I_{TC} 0,16–0,49) – группа Ib (см. таблица 4.6).

Изученные нафтиды из залежей танопчинской свиты (7 из 8 проб; см. рисунок 4.22), исходя из полученных данных, генерированы террагенным (стераны C_{29}/C_{27} 1,11–2,17; I_{TC} 1,25–14,73) ОВ в условиях начала – середины ГЗН (T_s/T_m 0,48–2,45; $\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$ 2,11–4,01) – группа Шв (см. таблица 4.6). Преимущественно аквагенный состав (стераны C_{29}/C_{27} 0,92; I_{TC} 0,16) и высокая преобразованность (T_s/T_m 3,35; стераны $\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$ 5,57) материнского ОВ были определены только для нефти Нейтинского месторождения, в юрской залежи которого также сконцентрированы УВ, генетически связанные с аквагенной биомассой – группа Iv (см. таблица 4.6).

Для сильно биодegradированных проб, отобранных из пластов яронгской свиты (см. рисунок 4.22), диагностируется происхождение за счет разнотипного ОВ: преимущественно террагенного (стераны C_{29}/C_{27} 0,79, 0,90; I_{TC} 6,06, 15,14) – конденсаты Южно-Тамбейского месторождения (группа Шв, см. таблица 4.6); аквагенного (стераны C_{29}/C_{27} 1,44; I_{TC} 1,46) – нефть Новопортовского (группа Iv, см. таблица 4.6).

Тяжелая нефть из нижнеюрской залежи Бованенковского месторождения отличается распределением стеранов (стераны C_{29}/C_{27} 2,02), свойственным для производных ОВ террагенного генотипа, но характеризуется относительно высоким содержанием высокомолекулярных трицикланов (I_{TC} 0,87). Тем не менее в пользу неморского происхождения материнского ОВ этой нефти свидетельствует также нетипичный для исследованной коллекции «тяжелый» состав n-алканов ($n-C_{27}/n-C_{17}$ 1,04, TAR 1,08).

Таким образом, все УВ-флюиды (преимущественно конденсаты и единичные нефти из оторочек газоконденсатных залежей и нефтепроявлений), отнесенные к группе Шв по составу УВ-биомаркеров (см. таблица 4.6), содержат легкокипящие УВ, также генерированные террагенным ОВ (группа Шн, см. таблица 4.2). В то же время среди нафтидов (преимущественно нефтей и единичных конденсатов), высокомолекулярные насыщенные фракции которых были отнесены к группе Iv (см. таблица 4.6), лишь 3 (Южно-Тамбейское ХМ₂, Нейтинское ТП₁, Ю₂) содержат в своем составе бензины, генетически связанные с НГМТ, обогащенными

аквагенным ОВ (группа Ін, см. таблица 4.2) и 2 (Южно-Тамбейское ХМ₂, Сядорское БЯ₂) – бензины, связанные со смешанным ОВ (группа Пн, см. таблица 4.2). Остальные пробы либо не были изучены по составу и той и другой фракций, либо содержат в своем составе УВ, генерированные разнотипным ОВ.

Стоит отметить, что проведенная типизация для нафтидов, высококипящие и низкокипящие фракции которых соотносятся с однотипным материнским ОВ, в целом, подтверждается данными ИСУ (Рисунок 4.23). Исключение составляют конденсаты Южно-Тамбейского месторождения пласта ХМ₂ групп Ін, Пн и Ів, с более тяжелым ИСУ (–27,5 ‰, –27,0 ‰), что, возможно, обусловлено высокой степенью их биodeградации (тип Б).

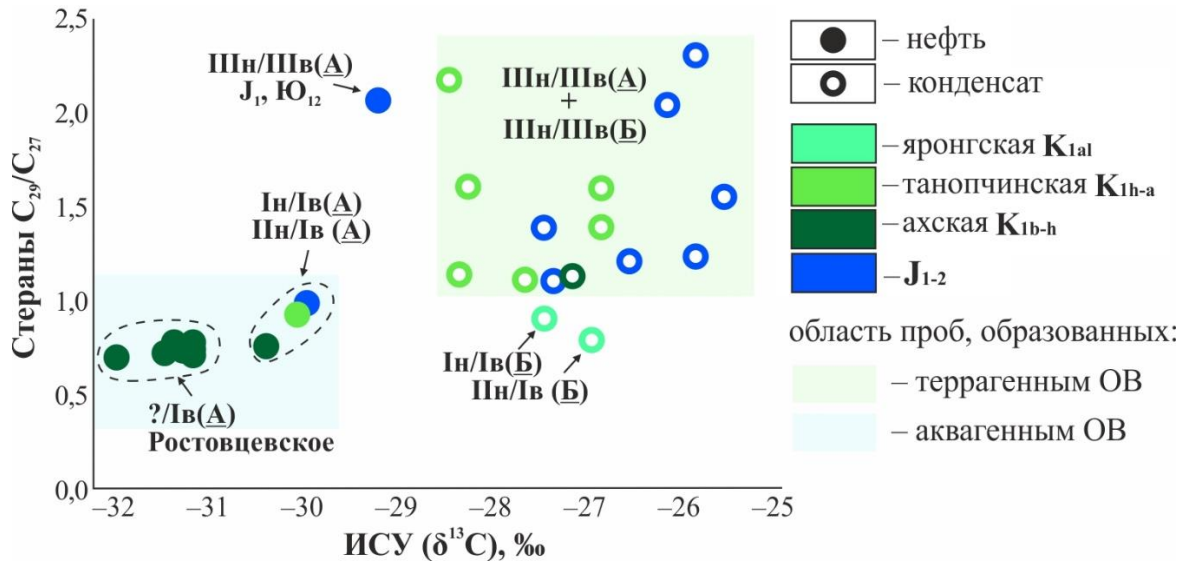


Рисунок 4.23 – Соотношение показателей стераны C_{29}/C_{27} и ИСУ для нафтидов единого генетического облика легкокипящей и высококипящей фракций

4.5. Распределение аренов в составе нефтей и конденсатов

Информация о распределении ароматических и тиофеновых соединений в геохимической практике в основном применяется для оценки степени катагенетической преобразованности ОВ (см. Глава 2). В то же время известно, что по составу аренов в нефтях и конденсатах можно в общих чертах реконструировать обстановки захоронения и тип исходного ОВ (см. Глава 2). Последнее, в частности, возможно на основе представлений о преобразовании исходных холестанов состава $C_{27}-C_{29}$ в МАС $C_{27}-C_{29}$ и, затем, в ТАС состава $C_{26}-C_{28}$ (Hughes et al., 1995; Peters et al., 2005; Конторович и др., 2004). В связи с тем, что в рамках использованной методики ХМС анализа нафтно-ароматических фракций нет возможности разделить ТАС C_{26} и ТАС C_{27} (см. рисунок 2.4), рассмотрено молекулярно-массовое распределение гомологов МАС $C_{27}-C_{29}$ (Рисунок 4.24). Отмечается достаточно высокая степень корреляции параметров стераны C_{29}/C_{27} и МАС $C_{29}/C_{27} = 0,66$. То есть, установленные закономерности в распределении моноароматических стероидов разного молекулярного веса в основном повторяют типизацию нафтидов, проведенную по составу стеранов $C_{27}-C_{29}$ (см. рисунок 4.19, таблица 4.6). Так, нефти, сконцентрированные в породах ахской свиты, характеризуются пониженными на фоне остальной коллекции значениями отношения МАС C_{29}/C_{27} (21 проба: 0,17–1,67, ср. знач. 0,96). Конденсат Южно-Тамбейского месторождения и две нефти Западно-Тамбейского и Бованенковского, отобранные из этого стратиграфического интервала, отличаются от остальных образцов по составу моноароматических стероидов (МАС C_{29}/C_{27} 2,15–4,88, ср. знач. 3,65), также, как и по распределению насыщенных холестанов (стераны C_{29}/C_{27} 1,07–1,25, ср. знач. 1,15). Конденсаты из среднеюрских залежей, напротив, выделяются более высоким содержанием МАС C_{29} и, следовательно, большими величинами параметра МАС C_{29}/C_{27} (1,71–4,05, ср. знач. 2,57). Исходя из описанных тенденций взаимного распределения насыщенных и ароматических холестанов, на диаграмме (см. рисунок 4.24) выделены области локализации нафтидов, генерированных ОВ разного генотипа, и определено значение параметра МАС C_{29}/C_{27} ($\sim 1,7$), разграничивающее в изученной

коллекции производные аквагенного и террагенного ОВ. Классификация нафтидов, приуроченных к залежам яронгской и танопчинской свит, на основе этих критериев полностью повторяет типизацию, проведенную ранее по составу стеранов C_{27} – C_{29} . Исключение составляет нефть, отобранная из пласта БЯ₈ на Западно-Тамбейском месторождении: стераны C_{29}/C_{27} 0,86, МАС C_{29}/C_{27} 2,87. Эта нефть характеризуется физико-химическими характеристиками и ИСУ (–27,4 ‰), схожими скорее с конденсатом террагенного происхождения ($\Sigma ЦП/\Sigma ЦГ$ 0,30, н- $C_7/мЦГ$ 0,36, стераны C_{29}/C_{27} 1,13, ИСУ –27,2 ‰) пласта БЯ₁₁ Южно-Тамбейского месторождения (группа Шн, Шв; см. таблица 4.2, 4.6), чем с нефтями этого стратиграфического интервала. Принимая вышеперечисленное во внимание, можно считать, что этот УВ-флюид имеет смешанный генезис. Распределение МАС для нефти из нижнеюрской залежи Бованенковского месторождения не приводится, поскольку среди МАС в составе ее ароматической фракции был идентифицирован только гомолог состава C_{30} .

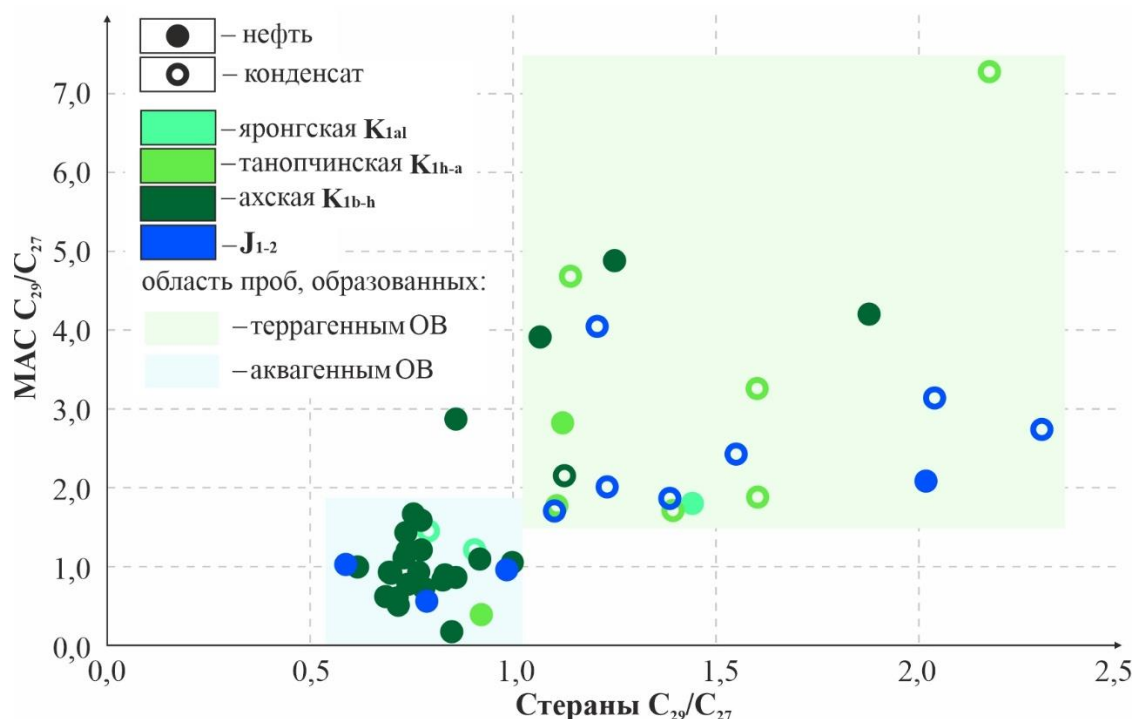


Рисунок 4.24 – Соотношение генетических показателей МАС C_{29}/C_{27} и стераны C_{29}/C_{27}

По групповому составу ароматических фракций изученные нефти и конденсаты достаточно близки (Рисунок 4.25). Для большинства проб коллекции характерно преобладание фенантрена и его метилпроизводных над ароматическими стероидами и дибензотиофенами. Только в составе

биodeградированных проб из залежей яронгской свиты, а также единичных нефтей, отобранных из ахской свиты на Новопортовском и Среднеямальском месторождениях, зафиксированы повышенные концентрации ароматических стероидов ($\Sigma\text{МАС} + \text{ТАС} \geq 24\%$ на сумму идентифицированных аренов), что, вероятно, подтверждает преобладающую роль планктонно-водорослевого биоматериала в составе исходного для них ОВ (Hughes et al., 1995; Конторович и др., 2004; Peters et al., 2005).

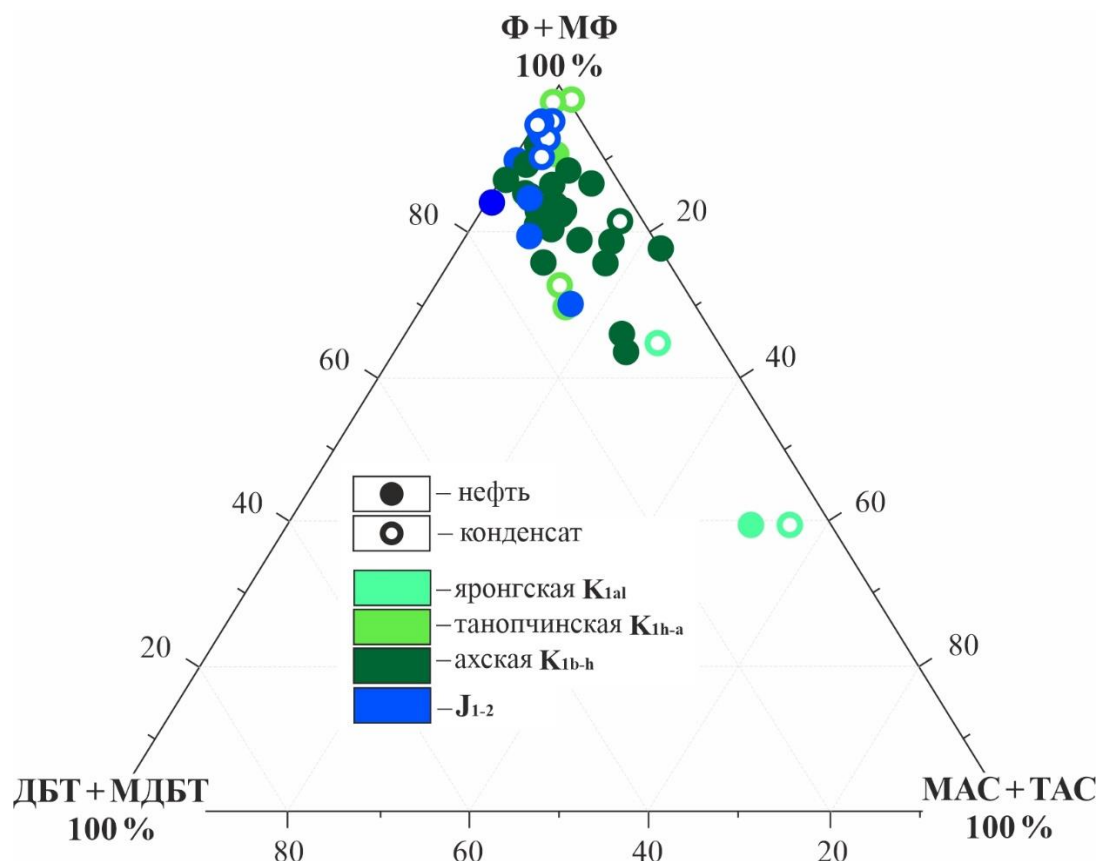


Рисунок 4.25 – Распределение ароматических соединений в составе исследованных нефтей и конденсатов (в % на сумму аренов)

Исходя из представлений о том, что в условиях ГЗН высокое содержание ТАС характерно, в большей степени, для аквагенного ОВ и его производных, а МАС, наоборот, для террагенного (Конторович и др., 2004; Peters et al., 2005), соотношение моно- и триароматических стероидов в общем виде подтверждает проведенную ранее типизацию по составу насыщенных УВ-биомаркеров и МАС разного молекулярного веса (см. рисунок 4.24). Так, среди ароматических стероидов в составе большинства нафтидов ахской свиты (19 из 26 проб) наблюдается существенное преобладание триароматических

($\Sigma\text{TAC}/\Sigma\text{MAC}$ 2,59–7,48, ср. знач. 4,40). При этом самые высокие значения, как и большее содержание планктоногенной биомассы в составе материнского ОВ, характерны для нефтей на юге района исследования – Ростовцевского и Хамбатовского месторождений (3,77–6,44). Единичные пробы Новопортовского, Восточно-Бованенковского, Сядорского, Западно- и Южно-Тамбейского месторождений отклоняются от фоновых значений для нефтей ахской свиты ($\Sigma\text{TAC}/\Sigma\text{MAC}$ 1,55–2,58). Для трех из них (Южно-Тамбейское, Восточно-Бованенковское, Сядорское) по данным ИСУ ($\delta^{13}\text{C}$ –31,2...–30,2 ‰) и распределению стеранов (стераны $\text{C}_{29}/\text{C}_{27}$ 0,62–0,77) источником является планктонно-водорослевое ОВ морских фаций. Для нефтей всех продуктивных горизонтов этих месторождений, в целом, характерны более низкие значения $\Sigma\text{TAC}/\Sigma\text{MAC}$. По этой причине относительно пониженное значение $\Sigma\text{TAC}/\Sigma\text{MAC}$ принято недостаточным основанием для отнесения этих нефтей к УВ-флюидам смешанного генезиса. Среди нефтей юрских и других нижнемеловых залежей, напротив, наблюдается преобладание проб со значениями, присущими УВ-флюидам, образованным ОВ неморского генезиса ($\Sigma\text{TAC}/\Sigma\text{MAC}$ 0,32–3,03). Исключение составляют ($\Sigma\text{TAC}/\Sigma\text{MAC} > 3,5$): одна из среднеюрских нефтей Новопортовского, среднеюрская нефть Сядорского, среднеюрская и танопчинская нефти Нейтинского, которые характеризуются аквагенным типом исходного ОВ и по составу насыщенной фракции, а также легкому ИСУ. Нефть из танопчинской свиты Западно-Тамбейского месторождения на фоне остальных проб Тамбейской группы также имеет повышенное значение данного показателя ($\Sigma\text{TAC}/\Sigma\text{MAC}$ 2,89), что, вероятно, подчеркивает вклад разнотипного ОВ в формирование нефтегазоносности этой части полуострова Ямал.

Как уже упоминалось ранее (см. рисунок 4.25), в составе аренов всех изученных нефтей наблюдается значительное преобладание Ф и МФ над ДБТ и МДБТ, что свидетельствует о терригенном (глинистом) составе исходных материнских пород (Hughes et al., 1995), типичном для Западно-Сибирского НГБ. Высокие концентрации сероароматических соединений рассматриваются как признак бескислородных восстановительных обстановок седиментогенеза

и диагенеза ОВ, а также сероводородного заражения придонных вод. Однако для всех без исключения проб коллекции значения $\Sigma\text{ДБТ} + \text{МДБТ}/\Sigma\text{Ф} + \text{МФ}$ указывают на обратное – существенную окисленность материнского ОВ. В отдельных пробах коллекции ДБТ вообще не идентифицируются. Несмотря на это, отталкиваясь от фоновых для коллекции значений, можно выделить закономерность, за редким исключением повторяющую полученную для этих проб по отношению пристан/фитан. Коэффициент корреляции Пирсона составляет 0,60. Повышенные значения наблюдаются для большей части нафтидов ахской свиты ($\Sigma\text{ДБТ} + \text{МДБТ}/\Sigma\text{Ф} + \text{МФ}$ 0,07–0,19), помимо единичных проб Бованенковского и Тамбейских месторождений, связанных с ОВ террагенного генотипа (0,01–0,06). Относительно пониженные значения (0,04–0,08) получены для нафтидов из юрских толщ, за исключением проб Сядорского, Нейтинского и Новопортовского месторождений (0,12–0,20), характеризующихся аквагенным типом материнского ОВ. Немногочисленные данные для танопчинских нафтидов указывают на более восстановительные условия седиментации и диагенеза исходного ОВ для нейтинских УВ-флюидов и более окислительные для тамбейских. Для нефти и конденсатов из яронгской свиты по параметру $\Sigma\text{ДБТ} + \text{МДБТ}/\Sigma\text{Ф} + \text{МФ}$ (0,10–0,23), как и по значениям пристан/фитан (1,13–1,71), реконструированы сравнительно более восстановительные условия среды седиментации исходного биоматериала.

Кроме того, во всех без исключения пробах коллекции, независимо от проведенной для них типизации, идентифицируется ретен (m/z 234→219, Рисунок 4.26), указывая на содержание в составе материнского для изученных УВ-флюидов ОВ некрома высших наземных растений. Более того, в составе ароматической фракции нефти из нижнеюрских отложений Бованенковского месторождения помимо ретена идентифицируется перилен (m/z 252, см. рисунок 4.26), биопредшественником которого считаются смолы хвойных растений (Otto, Simoneit, 2001).

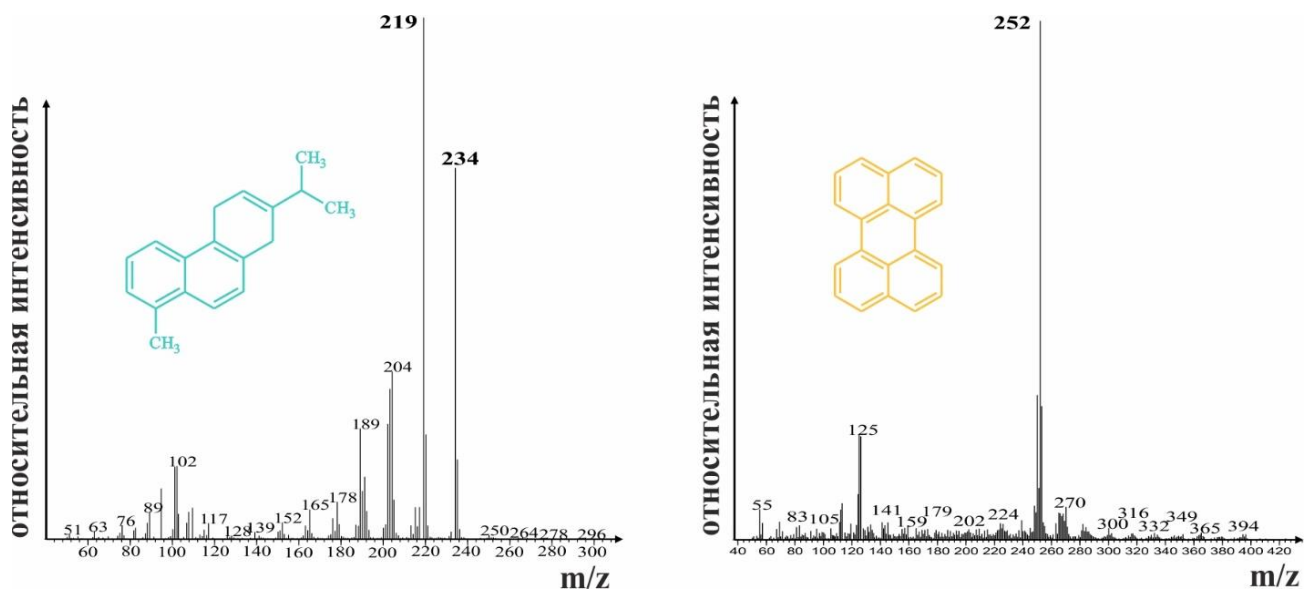


Рисунок 4.26 – Масс-спектры ретена и перилена, идентифицированных в составе ароматических фракций изученных нафтидов

Отмечается также особенность распределения фенантронов в сильно биodeградированных пробах пластов группы ХМ (тип Б, стадия 3+) и конденсате из залежи танопчинской свиты Среднеямальского месторождения (тип Б, стадия 2). В этих пробах относительное содержание Ф снижено по сравнению с его монометилзамещенными структурами (Рисунок 4.27), тогда как в незатронутых биodeградацией нефтях и конденсатах (тип А), независимо от установленного генотипа и степени катагенеза исходного ОВ, относительные концентрации голядерного Ф преобладают или примерно равны концентрациям 9-МФ (см. рисунок 4.27). Возможно, это является индивидуальной особенностью изученных нафтидов или следствием изменений, связанных с процессами бактериального окисления.

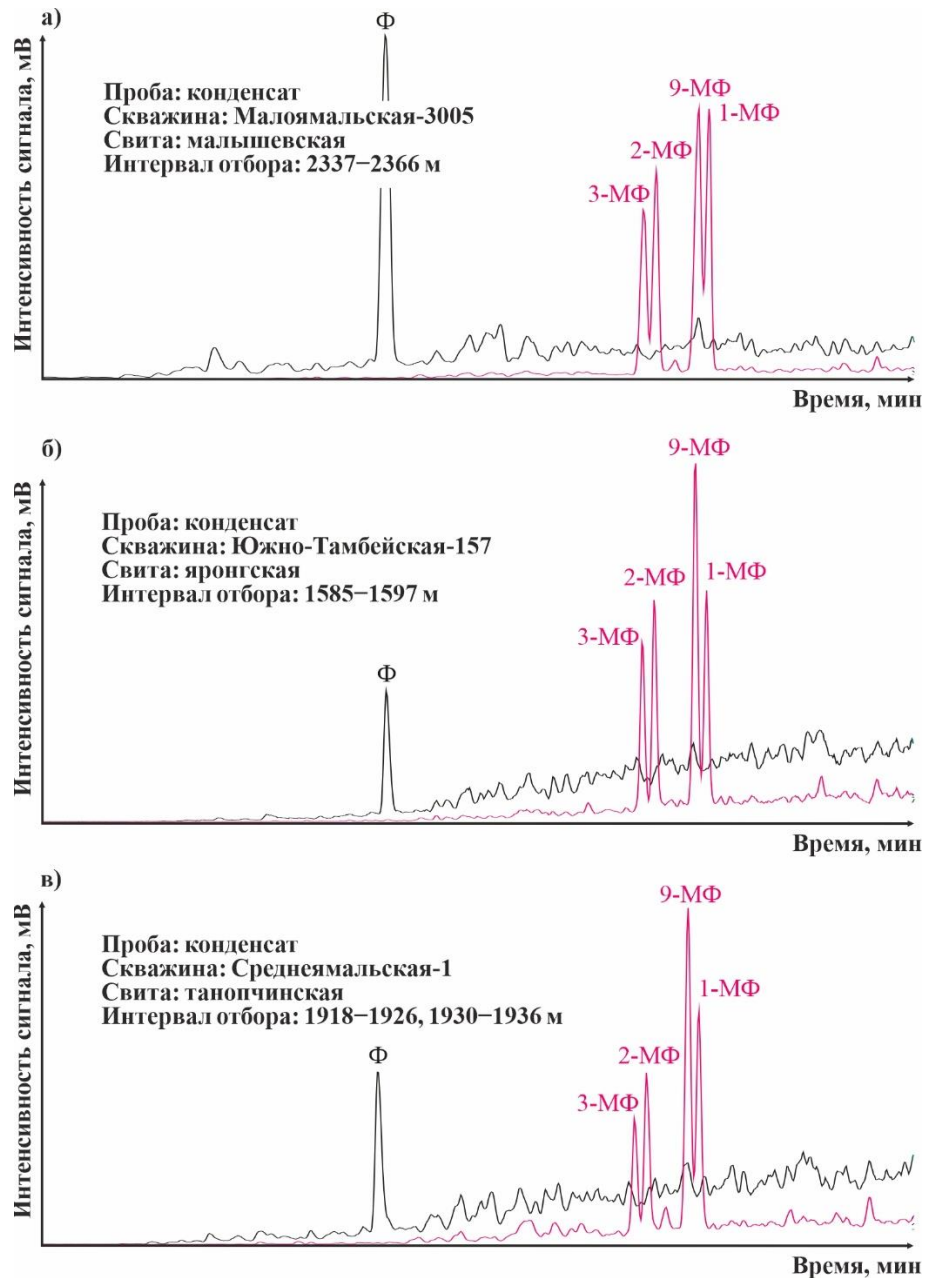


Рисунок 4.27 – Масс-фрагментограммы фенантрена (m/z 178) и монометилфенантронов (m/z 192) на примере небиodeградированного (а) и биodeградированных (б, в) конденсатов коллекции

Катагенетические параметры по распределению высокомолекулярных аренов в составе нефтей и конденсатов района исследования ($R_{сДБТИ}$, $R_{сМДБТ}$, $R_{сМРІ-1}$, $R_{сТАСИ}$, см. таблица 2.6), в среднем, указывают на генерацию этих нафтидов в условиях ГЗН (см. рисунок 4.28). Катагенетические показатели $R_{сДБТИ}$, $R_{сМДБТ}$ рассчитаны не для всех проб коллекции, изученных методом ХМС, поскольку в ряде проб МДБТ не идентифицируются. Содержание ДБТ и МДБТ во всех нафтидах коллекции незначительное (в несколько раз ниже, чем Ф и МФ), что, вероятнее всего, является причиной бóльшего разброса значений

параметров R_c МДБТ и R_c ДБТИ по сравнению с R_c МПИ-1 и ТАСИ. В соответствии с полученными данными катагенетическая преобразованность исходного ОБ УВ-флюидов, отобранных из меловых и среднеюрских толщ, в среднем, находится на уровне середины $МК_1^2$ – $МК_2$, в то время как для источника нефти из нижнеюрской залежи по параметру МПИ-1 определяется более высокая степень преобразованности – $МК_3^1$ (Radke et al., 1982a; Schou, Myhr, 1988; Radke, 1988; Конторович и др., 2004).

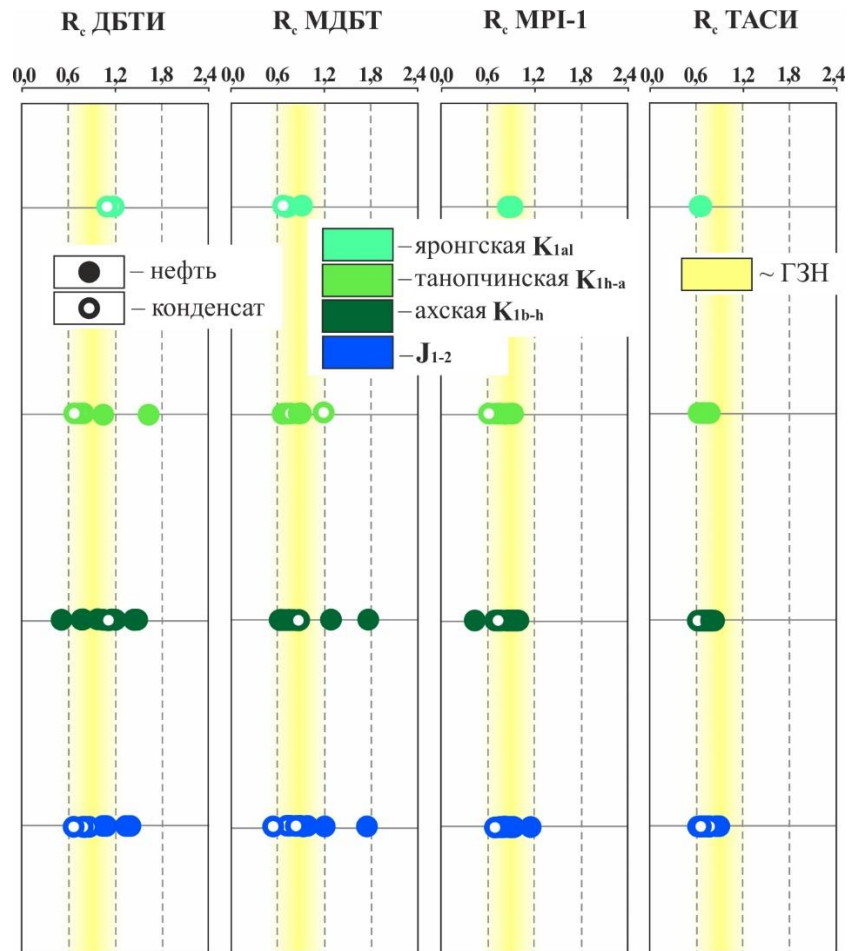


Рисунок 4.28 – Катагенетические параметры по распределению высокомолекулярных аренов в составе изученных нефтей и конденсатов

Примечание: формулы расчета см. в таблице 2.6.

Таким образом, по результатам компонентного анализа нафтено-ароматических фракций показано, что достаточно высокой информативностью для диагностики генетического типа материнского ОБ нефтей и конденсатов района исследования характеризуется содержание МАС разного молекулярного веса и, следовательно, показатель $МАС C_{29}/МАС C_{27}$. На основе этого критерия

выявлены закономерности, подтверждающие типизацию нефтидов, проведенную по составу стеранов C_{27} – C_{29} и описанную в разделе 4.4. Для нефтей и конденсатов, выделенных в генетическую группу Iв (см. таблица 4.6), подтвержден генезис преимущественно за счет планктонно-водорослевого ОВ, а для УВ-флюидов, отнесенных ранее к группе IIIв (см. таблица 4.6), – за счет ОВ неморского происхождения. Кроме того, установлено, что большинство проб группы Iв характеризуется относительно повышенным содержанием ТАС, а группы IIIв, напротив, – МАС. Этот факт также согласуется с представлениями о генетических различиях материнского ОВ. Только одна нефть, отобранная из пласта БЯ₈ Западно-Тамбейского месторождения, ранее отнесенная в группу Iв (см. таблица 4.6), выделена в отдельную категорию смешанного генезиса, обозначим ее IIв. В нефти из нижнеюрского пласта Ю₁₂ Бованенковского месторождения, связанной с террагенным ОВ по составу n-алканов, ациклических изопренанов, бензиновых УВ, стеранов и ароматических стероидов, но с легким ИСУ ($\delta^{13}C$ –29,2 ‰) и низким I_{TC} (0,85), идентифицированы маркеры высшей наземной растительности – ретен и перилен. Данный факт подтверждает высокую роль ОВ континентальных фаций в ее образовании. Итоги генетической типизации высокотемпературных фракций ($T_{н.к.} > 200$ °С) нефтидов коллекции на основе комплексного анализа данных по составу как насыщенных, так и ароматических компонентов, представлены на Рисунке 4.29 и в Таблице 4.7.

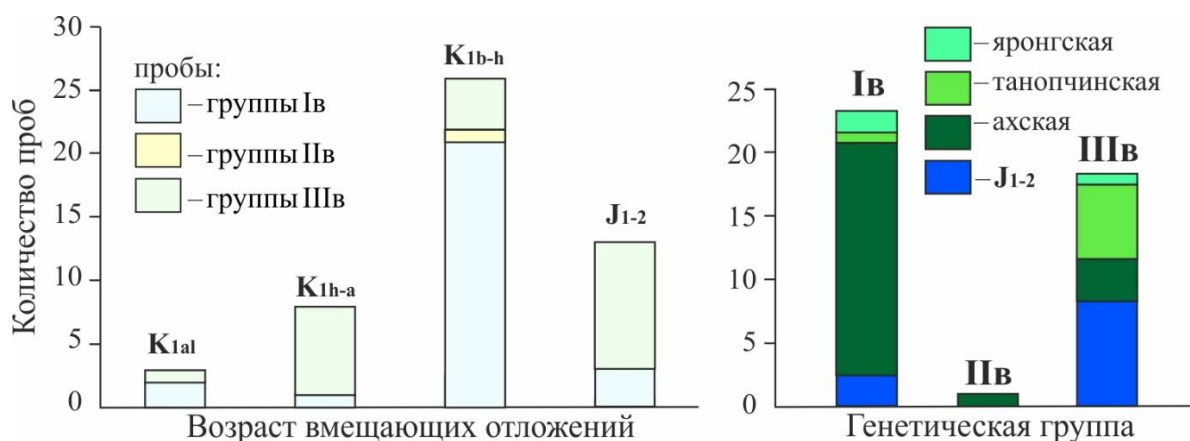


Рисунок 4.29 – Распределение нефтей и конденсатов разных генетических групп по составу насыщенных и ароматических соединений высокотемпературных фракций

Таблица 4.7 – 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)
Iв (смеш.)	А	10,73	0,28	0,13	0,86	1,78	2,87	2,89	БЯ: 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) – биодegradация 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 – биодegradированные; А – небидegradированные; ХМ, ТП, БЯ, НП, Ю – группы пластов, из которых были отобраны пробы; названия месторождений Ю – Южно; С – Северо; З – Западно.

Несмотря на низкое содержание в изученных нефтидах сероароматических соединений, отношение $\Sigma\text{ДБТ} + \text{МДБТ}/\Sigma\text{Ф} + \text{МФ}$, в целом, повторяет тенденции изменения показателя пристан/фитан по разрезу и площади района исследования, описанные в разделе 4.2, и может наравне с параметрами Гг С₃₅/Гг С₃₄ и стераны $\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ применяться для определения фациальных условий седиментации и диагенеза исходного ОВ.

По результатам комплексного анализа значений катагенетических параметров на основе распределения как насыщенных, так и ароматических соединений (см. рисунок 4.21, 4.28) показано, что генерация нефтей и конденсатов района исследования происходила, в среднем, в условиях ГЗН. При этом явной зависимости степени катагенеза исходного ОВ от возраста и, в общем случае, глубины залежей не наблюдается. По большинству катагенетических параметров (T_s/T_m , $\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$, $R_c\text{ДБТИ}$, $R_c\text{МДБТ}$, $R_c\text{ТАСИ}$) относительно повышенная зрелость материнского ОВ диагностируется для нефтей, отобранных из залежей ахской свиты, в особенности на юге района исследования (Ростовцевское месторождение).

4.6. Геохимическая характеристика органического вещества юрско-меловых осадочных пород района исследования

Изучение осадочных пород юрско-мелового комплекса на севере Западно-Сибирской НГП (см. рисунок 1.1) методами органической геохимии проводилось для определения генотипа, степени катагенетической преобразованности и палеофациальных обстановок накопления содержащегося в них ОВ с целью дополнения уже опубликованных и обобщенных в разделе 1.3 данных и последующего сопоставления их с особенностями состава и свойств исследованных УВ-флюидов. В связи с тем, что керновый материал коллекции в стратиграфическом отношении распределен неравномерно, результаты аналитических исследований (см. таблица 2.2) будут обсуждаться постратиграфически для меловой (танопчинская, ахская) и верхнеюрской (баженовская) частей разреза, а органическая геохимия среднеюрских пород (малышевская, леонтьевская и вымская свиты) будет рассматриваться совместно. Лучше всего геохимическими данными охарактеризована ахская свита и среднеюрский интервал разреза, в меньшей степени – верхнеюрский горизонт и танопчинская свита (см. таблица 2.2).

Базовым геохимическим параметром для характеристики содержания ОВ в осадочных породах является $C_{\text{орг}}$, распределение которого как в разрезе исследованных скважин в целом, так и отдельно взятых свит, неравномерно (Рисунок 4.30, Таблица 4.8). В соответствии с этим параметром наиболее обогащены органическим углеродом породы баженовской свиты ($C_{\text{орг}}$ 2,31–4,07 % на породу) на юге полуострова Ямал (скв. Восходная-3021), а также отдельные интервалы средней части вымской свиты ($C_{\text{орг}}$ до 4,31 %) на севере Гыданского полуострова (скв. Штурмовая-122).

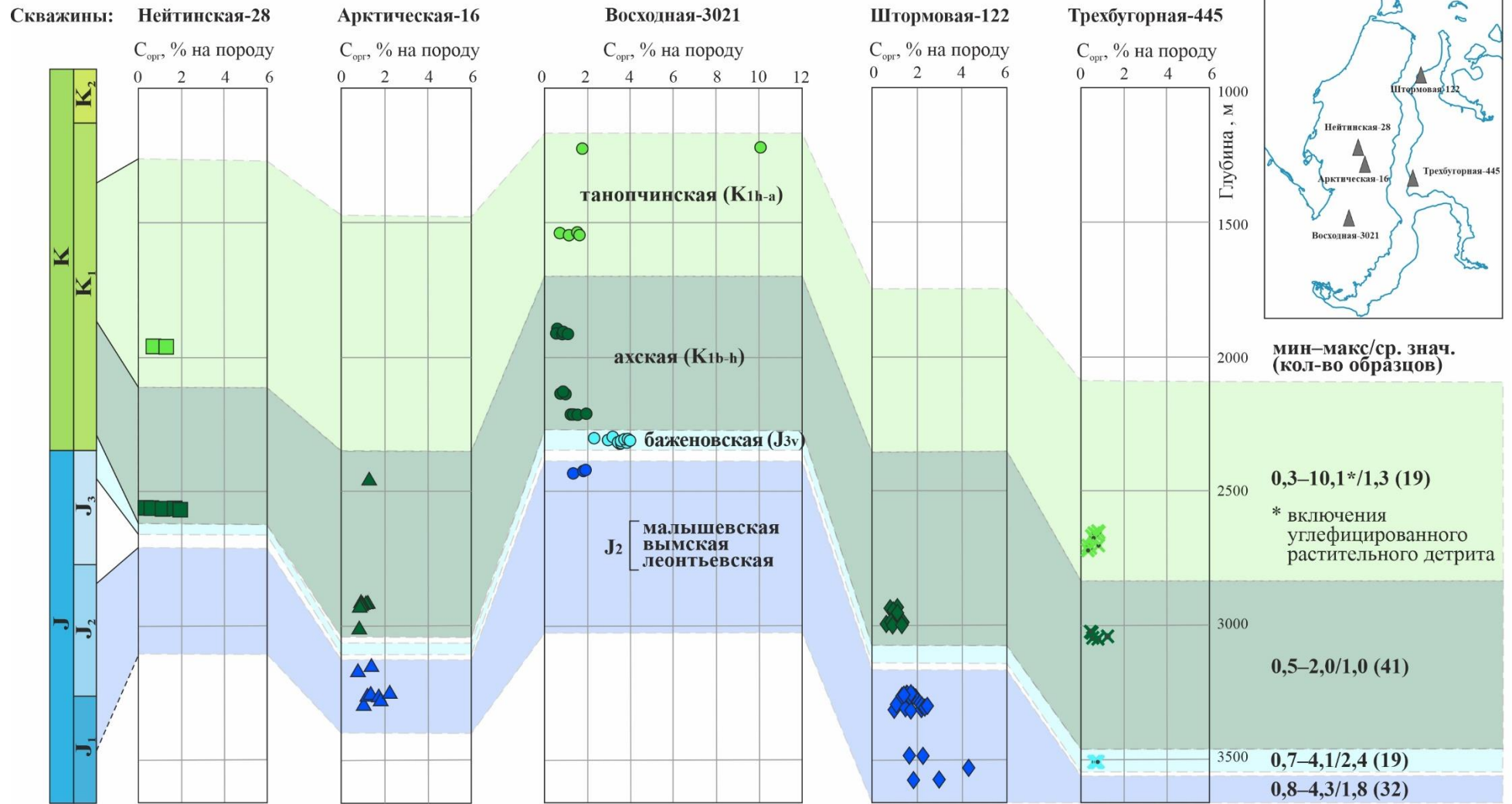


Рисунок 4.30 – Распределение $C_{орг}$ в разрезе осадочных толщ изученных скважин

Таблица 4.8 – Значения основных пиролитических характеристик изученных пород

Толща	полуостров Ямал				Гыданский полуостров			
	С _{орг} , % на породу	Н ₁ , мг УВ/ г ТОС	О ₁ , мг СО ₂ / г ТОС	T _{max} , °С	С _{орг} , % на породу	Н ₁ , мг УВ/ г ТОС	О ₁ , мг СО ₂ / г ТОС	T _{max} , °С
Танопчинская (К _{1h-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 (К _{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 (мальшевская, 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).

Значение С_{орг} для остальных образцов находится в диапазоне от 0,67 до 2,47 % и в среднем составляет 1,55 %, за исключением одного образца танопчинской свиты из скв. Восходная-3021, для которого было получено значение 10,06 % (см. рисунок 4.30, таблица 4.8), что связано с включениями углефицированного растительного детрита. Стоит отметить, что содержание органического углерода в изученных образцах баженовского горизонта значительно ниже, чем в породах этой толщи в центральных районах Западной Сибири, где средние значения С_{орг} достигают 10 % (Костырева, Сотнич, 2017). Кроме того, в аргиллитах ахской свиты в среднем наблюдается увеличение концентраций ОВ от верхней части изученных интервалов к подошве; в наиболее явном виде – в разрезе скв. Восходная-3021 (от 0,64 до 1,43 %) и скв. Нейтинская-28 (от 0,68 до 2,00 %).

По результатам пиролиза Rock-Eval (Рисунок 4.31) для большинства изученных юрских и меловых пород, включая образцы баженовского горизонта, получены низкие значения водородного индекса ($S_2 < 4,5$ мг УВ/г породы; $H_1 < 150$ мг УВ/г ТОС), и, наоборот, высокие – кислородного (17–133 мг СО₂/г ТОС; S_2/S_3 0,1–11,3). Такие величины пиролитических показателей (см. таблица 4.8) обычно рассматриваются как признак формирования ОВ, сконцентрированного в исследованных образцах кернового материала, за счет некрома высшей наземной растительности в субокислительных или слабо

восстановительных обстановках (Лопатин, Емец, 1987; Peters et al., 2005). Более высокие значения остаточного генерационного потенциала и, следовательно, значительная доля аквагенных липидов в составе ОВ идентифицированы в средней части вымской свиты (S_2 – 11,62 мг УВ/г породы; НІ – 312 мг УВ/г ТОС) в разрезе скв. Штормовая-122 и керновом материале баженовского горизонта южной части полуострова Ямал (S_2 – 9,64 мг УВ/г породы; НІ – 256 мг УВ/г ТОС соответственно) из скв. Восходная-3021 (см. рисунок 4.31, таблица 4.8). Эти образцы также характеризуются относительно пониженным содержанием в составе ОВ кислородсодержащих функциональных групп ($OI < 14$ мг CO_2 /г $C_{орг}$). Однако, несмотря на относительно повышенные значения НІ, и, наоборот, низкие ОI, изотопный состав углерода образца из средней части вымской свиты на Гыданском полуострове ($\delta^{13}C_{орг} -25,3$ ‰) указывает на террагенный генотип содержащегося в нем ОВ (Конторович и др., 1986). Подобные высокие значения пиролитического показателя НІ для пород средней юры Западной Сибири с террагенным ОВ упоминаются в работе (Fursenko, Kim, 2019). Н. В. Лопатин и Т. П. Емец (1987) объясняют резкое повышение выхода продуктов пиролитического крекинга углистого (террагенного) керогена в пике S_2 процессами полукоксования. Таким образом, для достоверной генетической типизации ОВ рассматриваемых осадочных толщ необходимо привлечение дополнительной геохимической информации, в том числе данных по распределению УВ-биомаркеров в составе битумоидов, которые будут рассмотрены далее. Стоит также отметить, что для образцов баженовской свиты из скважин, пробуренных на юге полуострова Ямал (скв. Восходная-3021) в целом характерны более низкие значения ОI (5–17 мг CO_2 /г $C_{орг}$) по сравнению с верхнеюрскими породами из скв. Трехбугорная-445 (45–78 мг CO_2 /г $C_{орг}$). Самое высокое содержание кислорода, связанное, по-видимому, с генетическим типом ОВ и его значительной окисленностью в диагенезе (ОI 29–253, ср. знач. 92 мг CO_2 /г $C_{орг}$), диагностируется для пород танопчинской свиты Гыданского полуострова (скв. Трехбугорная-445).

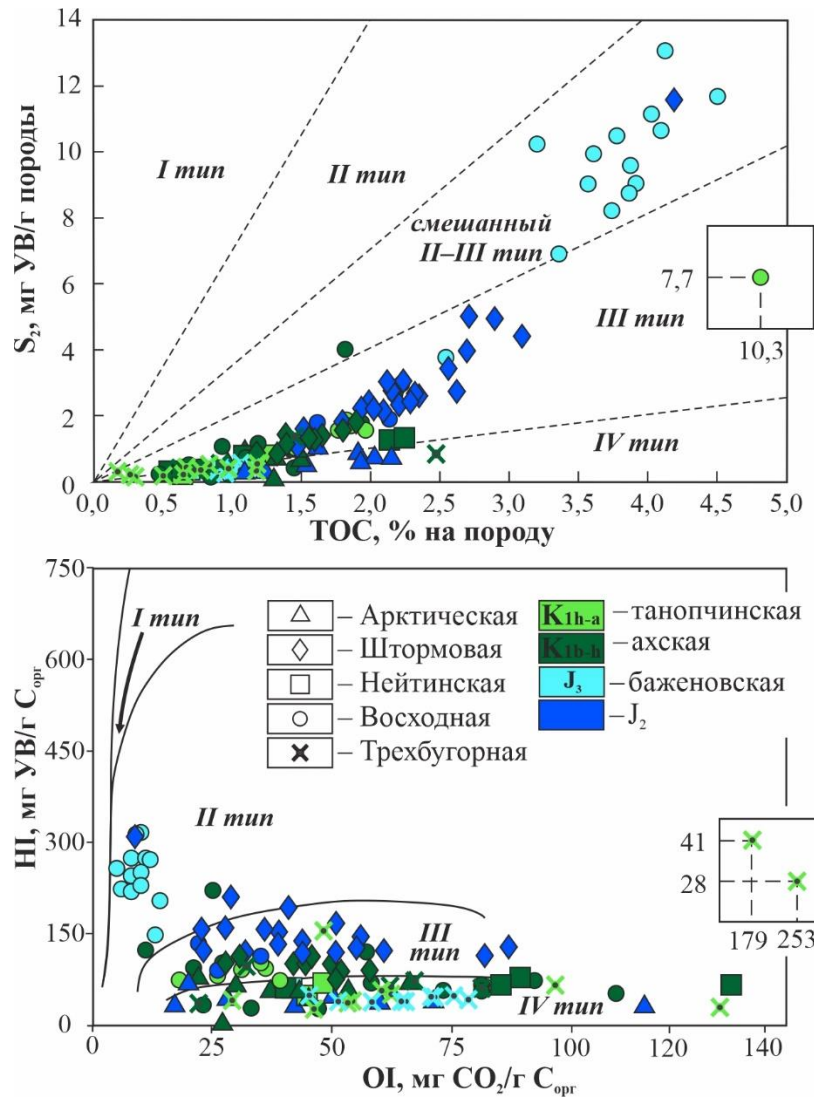


Рисунок 4.31 – Зависимости пиролитических показателей: а – S_2 от ТОС, б – HI от OI

Примечание: области на диаграммах и их интерпретация приводятся в соответствии с (Лопатин, Емец, 1987; Espitalie et al., 1985; Peters et al., 2005).

Степень термокаталитической зрелости ОВ по пиролитическому параметру T_{max} для большинства образцов соответствует главной зоне нефтеобразования (428–453 °C) (Espitalie et al., 1985; Espitalie, 1993). В общем случае для ОВ юрского интервала разреза диагностируется чуть более высокий уровень катагенетической преобразованности по параметру T_{max} (Рисунок 4.32). Вместе с тем ОВ пород из центральной части полуострова Ямал (скв. Арктическая-16) как меловых, так и юрских осадочных толщ, характеризуется более высокими значениями T_{max} и, следовательно, бóльшей зрелостью, чем юрские и меловые породы из остальных скважин. Так, самые глубокие стадии катагенеза (MK_1^3) на фоне изученной коллекции определяются для образцов среднеюрских малышевской (459, 464 °C)

и леонтьевской свит (459–473 °С) из скв. Арктическая-16 (см. рисунок 4.32). Стоит также отметить, что среди образцов баженовского горизонта более высокими величинами T_{\max} отличается ОВ из скв. Трехбугорная-445. Широкий разброс значений температуры максимального выхода УВ в пике S_2 для образцов танопчинской свиты из этой скважины, вероятнее всего, связан с низкими, на грани детектирования, величинами последнего.

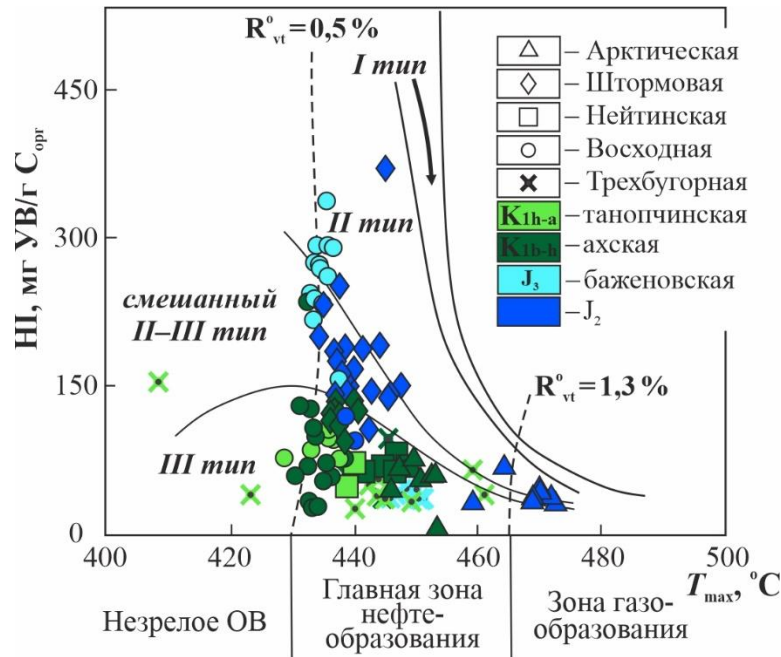


Рисунок 4.32 – Зависимость HI от T_{\max}

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

Таким образом, в соответствии с классификацией, приведенной на Рисунке 4.33, изученные породы как юрских, так и меловых толщ, в среднем, характеризуются генерационным потенциалом от плохого до умеренного ($C_{\text{орг}}$ 0,33–3,68, ср. знач. 1,22 %; $S_1 + S_2$ 0,15–5,21, ср. знач. 1,51 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$). Более высокий современный генерационный потенциал определяется для образцов баженовского горизонта из скв. Восходная-3021 и единичных интервалов вымской и мальшевской свит в разрезе скв. Штормовая-122 ($C_{\text{орг}}$ 2,24–4,31, ср. знач. 3,41 %; $S_1 + S_2$ 4,31–13,77, ср. знач. 10,06 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$). Кроме того, в связи с высокой степенью катагенетической преобразованности ОВ (T_{\max} 459–473 °С), можно предположить, что среднеюрские толщи из скв. Арктическая-16 уже в значительной степени реализовали свой генерационный потенциал.

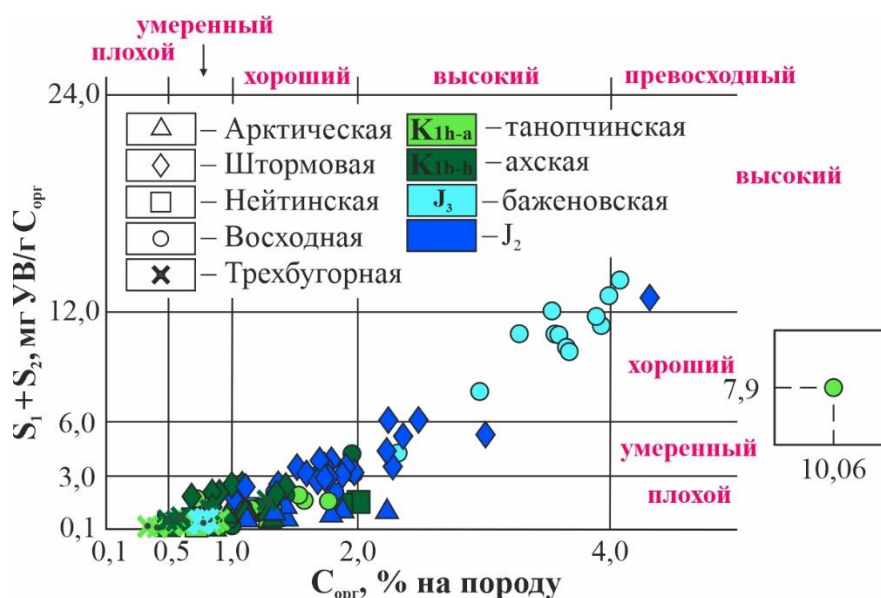


Рисунок 4.33 – Генерационный потенциал изученных юрских и меловых пород

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

Содержания хлороформенных экстрактов ($b_{\text{хл}}$) в изученных породах невысокие ($< 0,25$ % на породу) и хорошо коррелируют с распределением $C_{\text{орг}}$. Коэффициент корреляции Пирсона $b_{\text{хл}}$ и $C_{\text{орг}}$ для всей коллекции составляет 0,63; за исключением образца танопчинской свиты с углефицированным растительным детритом ($C_{\text{орг}}$ 10,1 % на породу) – 0,93. Показатель битуминозности ($\beta_{\text{хл}}$) в пересчете на ОВ (Богородская и др., 2005) составляет менее 5 % (ср. знач. 3,2). Принято считать (Вышемирский и др., 1971), что величины $\beta_{\text{хл}} \leq 5$ % характерны для пород, содержащих автохтонные битумоиды. Исключение составляет один образец танопчинской свиты из скв. Восходная-3021 с относительно повышенным значением $\beta_{\text{хл}}$ (7,0 % на ОВ). Вместе с тем для этой пробы получен очень низкий индекс продуктивности (PI) – 0,05, что нехарактерно для проявления миграционных процессов и формирования УВ-скоплений (Peters et al., 2005). Кроме того, в составе извлеченных хлороформенных экстрактов (см. рисунок 4.34) высокое содержание смолисто-асфальтовых компонентов (46,6–80,8 %, ср. знач. 63,0 %), что, как правило, нетипично для аллохтонных битумоидов. Лишь в 4 из 89 битумоидов коллекции концентрация смолисто-асфальтовых веществ составляет менее 50 %. На насыщенные УВ в среднем по коллекции приходится примерно 24 %, а на ароматические – 13 %. Индекс продуктивности (PI) изученных

пород в основном невысокий – ср. знач. 0,16. Для большей части кернавого материала (84 из 111 изученных пиролизом образцов) PI не превышает 0,20. Для 14 образцов коллекции PI находится в диапазоне от 0,20 до 0,25, и только для 13 алевроаргиллитов PI достигает значений $> 0,25$. При этом данные пробы относятся к интервалам с, в общем, повышенными значениями индекса продуктивности (юрская часть скв. Арктическая-16 и весь разрез скв. Штормовая-122). Стоит отметить, что выход битумоидной составляющей при пиролизе (S_1), как и $b_{хл}$, хорошо коррелирует с $C_{орг} - R$ составляет 0,75. Соответственно, на основе комплексного анализа данных о содержании и групповом составе битумоидов, величин пиролитического параметра S_1 и PI, извлеченные экстракты можно считать сингенетичными вмещающим породам, несмотря на имеющиеся в отдельных толщах признаки проявления нефтегазогенерации и внутрислойной миграции генерированных УВ (Espitalie et al., 1985; Espitalie, 1993; Лопатин и др., 2003). Следовательно, данные молекулярных битуминологических исследований могут быть использованы для характеристики органической геохимии исследуемых осадочных толщ.

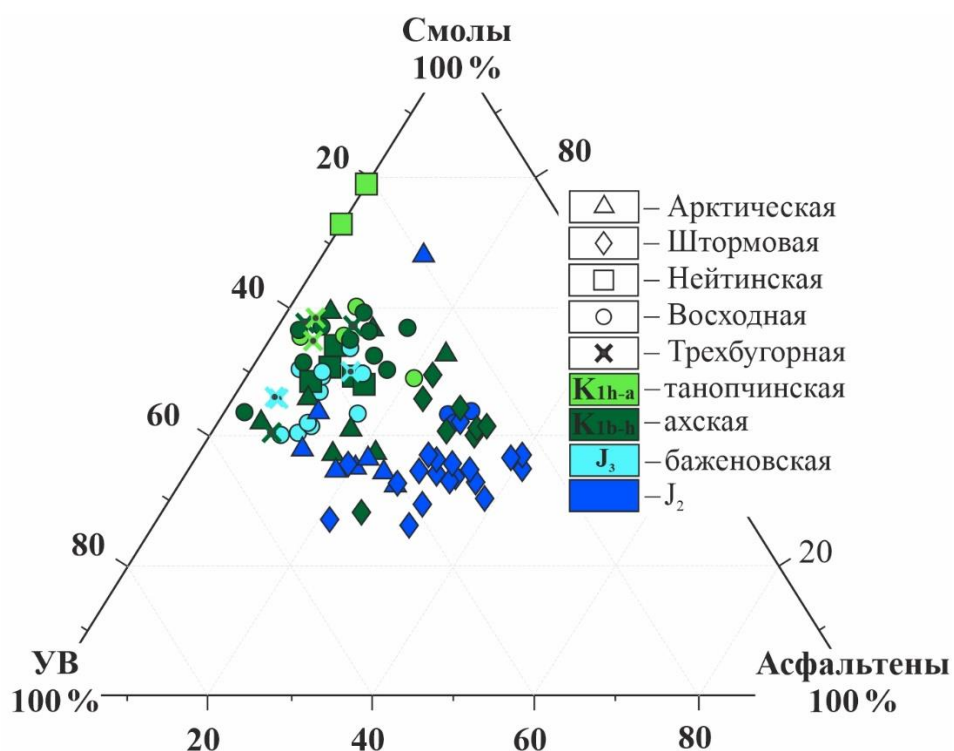


Рисунок 4.34 – Групповой состав битумоидов изученных пород

Полученные данные о распределении индивидуальных УВ (Таблица 4.9) в составе битумоидов пород в общем подтверждают выводы о генотипе, сделанные по результатам пиролитических исследований. Так, распределение стерановых и трициклановых УВ-биомаркеров (Рисунок 4.35) указывает на преобладающую роль биомассы неморского происхождения в составе ОВ большей части изученных пород (I_{TC} 1,64–29,52, ср. знач. 6,16; стераны C_{29}/C_{27} 1,17–8,20, ср. знач. 3,76) и, наоборот, высокую долю аквагенной составляющей в ОВ баженовской свиты на юге полуострова Ямал (I_{TC} 0,40–0,57, ср. знач. 0,47; стераны C_{29}/C_{27} 0,90–1,08, ср. знач. 0,95). Исходя из относительно пониженных значений генетических показателей (I_{TC} 1,03–1,76, ср. знач. 1,28; стераны C_{29}/C_{27} 1,05–1,54, ср. знач. 1,24), незначительный вклад морских биопродуцентов в состав ОВ можно также предполагать для пород ахской свиты того же района (Петров, 1984; Конторович и др., 1999; Peters et al., 2005). Низкие, на фоне остальных битумоидов террагенного ОВ, значения трицикланового индекса идентифицированы для экстрактов пород из скв. Трехбугорная-445 (см. рисунок 4.35). В частности, для трех образцов танопчинской и ахской свит зафиксированы значения < 1 (0,84–0,89). Однако значительное преобладание этилхолестанов над холестанами (стераны C_{29}/C_{27} 2,18–3,07) не позволяет классифицировать это ОВ как аквагенное. Вклад морских биопродуцентов в состав исходной органики по соотношению холестанов разного молекулярного веса (см. рисунок 4.35) при невысоком значении I_{TC} (1,11) можно предполагать для битумоида из нижней части ахской свиты (К_{1b}, 3015 м) в разрезе скв. Арктическая-16. Этот образец также характеризуется более легким ($\delta^{13}C_{org}$ –27,2 ‰) на фоне остальной коллекции ($\delta^{13}C_{org}$ –24,8...–24,6 ‰) ИСУ.

Таблица 4.9 – 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
Таноцчинская (K _{1h-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 (мальшевская, 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: формулы расчета показателей см. в таблицах 2.4, 2.5.

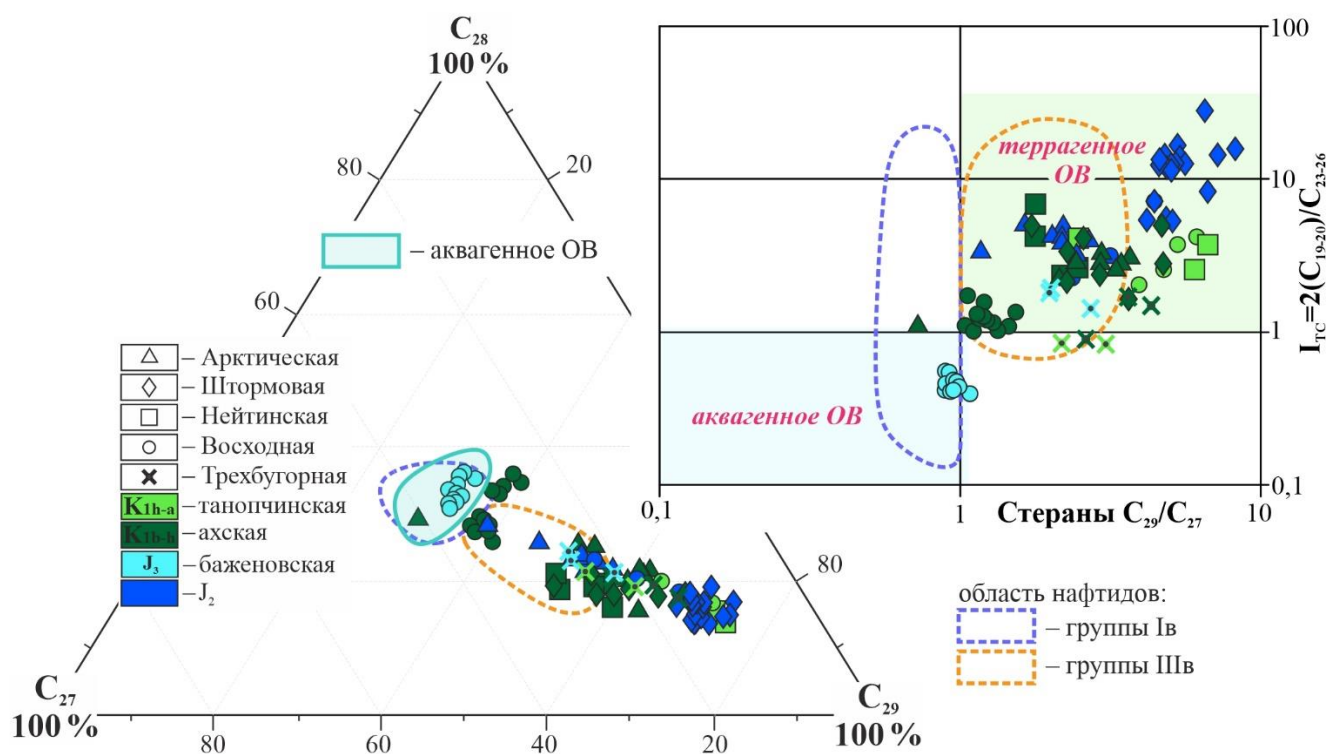


Рисунок 4.35 – Соотношение генетических показателей по составу стеранов и трициклических терпанов в составе битумоидов изученных пород

Примечание: формулы расчета показателей и их интерпретация приводятся в таблице 2.5 и соответствуют (Конторович и др., 1999; Huang, Meinschein, 1979; Peters et al., 2005).

Значения генетических показателей $n\text{-}C_{27}/n\text{-}C_{17}$ и TAR по коллекции меняются достаточно контрастно (см. таблица 4.9). Так, значения параметров > 1 , подтверждающие преимущественно террагенный генезис ОВ (Peters et al., 2005), получены для битумоидов ахской свиты из скв. Арктическая-16

(за искл. образца K_{1b} , 3015 м), малышевской свиты из скв. Восходная-3021, а также большинства образцов нижнемеловых и юрских толщ в разрезе скв. Штормовая-122 и скв. Трехбугорная-445 (Рисунок 4.36). В то же время, для остальных изученных битумоидов получены значения $n-C_{27}/n-C_{17}$ и $TAR < 1$, что обычно рассматривается как признак формирования ОВ из биомассы фито- и зоопланктона (Peters et al., 2005). Однако явно выраженное преобладание среднемолекулярных n -алканов в совокупности с низкими концентрациями высокомолекулярных гомологов можно отметить только для битумоидов баженовской свиты из скв. Восходная-3021 и экстракта из нижней берриасской части ахской свиты (K_{1b} , 3015 м) из скв. Арктическая-16 (см. рисунок 4.36). Морское происхождение этого ОВ было также показано по данным пиролиза и распределению УВ-биомаркеров стеранового и терпанового ряда (см. таблица 4.8, рисунок 4.31, 4.32, 4.35).

Для образцов нижнемеловых пород из скв. Восходная-3021, среднеюрских из скв. Арктическая-16 и ахской свиты из скв. Нейтинская-28 характерен широковершинный максимум распределения n -алканов в области $C_{17}-C_{25}$ и достаточно высокое содержание высокомолекулярных гомологов, примерно соответствующее содержанию среднемолекулярных (см. рисунок 4.36), что, несмотря на значения $n-C_{27}/n-C_{17}$ и $TAR < 1$, свидетельствует о преимущественно террагенном (континентальном) происхождении этого ОВ. Можно предположить, что пониженные величины генетических параметров $n-C_{27}/n-C_{17}$ и TAR в случае изученных экстрактов отражают незначительный вклад прибрежной водорослевой органики в исходную биомассу (Peters et al., 2005).

Битумоиды танопчинской свиты из скв. Нейтинская-28, при самом высоком относительном содержании этилхолестанов (см. рисунок 4.35, таблица 4.9), имеют значения $n-C_{27}/n-C_{17}$ и $TAR < 1$. Эти экстракты отличаются специфическим на фоне остальной коллекции составом n -алканов (см. рисунок 4.36): бимодальное распределение с первым максимумом на C_{18} , вторым на $C_{23}-C_{25}$ и преобладанием нечетных гомологов в высокомолекулярной области ($CPI \sim 1,5$). Такой вид хроматограмм отмечается и для других экстрактов террагенного незрелого ОВ

Западной Сибири (Ершов и др., 2017; Тимошина и др., 2024). Слабая преобразованность ОВ таноупчинской свиты подтверждается присутствием в насыщенных фракциях этих образцов единичных пиков биогопанов (m/z 191, 205) и гопанов (m/z 191, 410) (Каширцев и др., 2010; Peters et al., 2005).

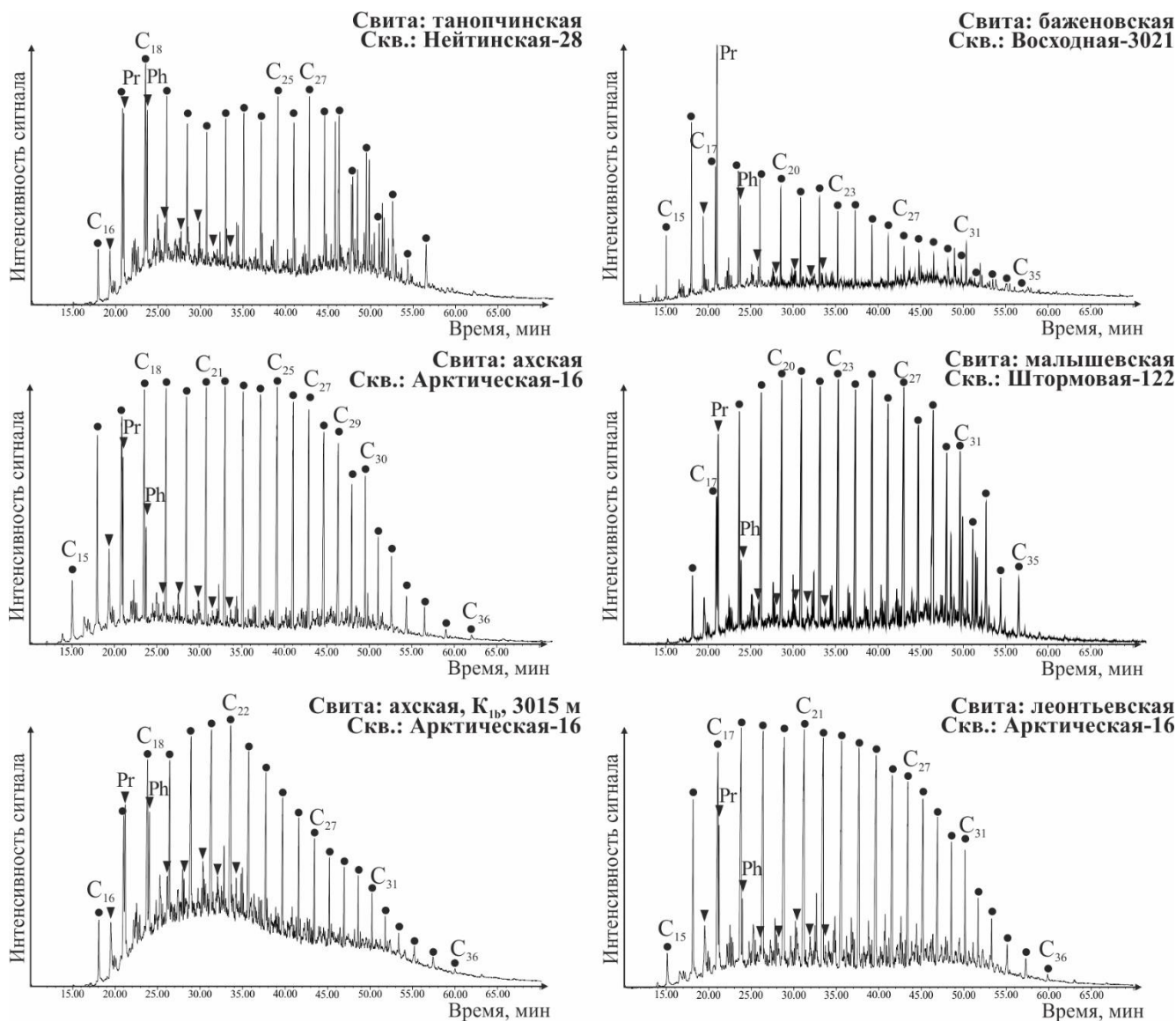


Рисунок 4.36 – Распределение *n*-алканов и ациклических изопренов в составе насыщенных фракций изученных хлороформных экстрактов на хроматограммах по ТИС

Примечание: Pr – пристан; Ph – фитан; C_{*n*} – *n*-алканы, где *n* – количество атомов углерода.

Исходя из пиролитических данных, а именно значений ОI (< 14 мг CO₂/г ТОС, см. таблица 4.8, рисунок 4.31), отражающих, в общем виде, концентрации кислородсодержащих функциональных групп, для ОВ баженовской свиты на юге полуострова Ямал (скв. Восходная-3021) предполагаются наиболее восстановительные на фоне ОВ всех остальных изученных юрских и меловых толщ

условия седиментации. Это подтверждается в среднем повышенным содержанием сероароматических соединений в битумоидах: $\Sigma\text{ДБТ} + \text{МДБТ}/\Sigma\text{Ф} + \text{МФ}$ 0,03–0,19, ср. знач. 0,11 против 0,01–0,22, ср. знач. 0,05. Однако по отношению пристана к фитану (см. таблица 4.9) и соотношению этих изопреноидов с совместно элюирующимися при ГЖХ нормальными алканами (Рисунок 4.37) седиментация и диагенез ОВ как нижнемеловых, так верхнеюрских изученных толщ, в том числе на юге полуострова Ямал, происходили в слабо/умеренно восстановительных обстановках (пристан/фитан 1,0–4,0, ср. знач. 2,0). Отличительные, более окислительные, условия в придонном слое вод бассейна седиментации по распределению этих УВ (пристан/фитан 1,7–4,7, ср. знач. 3,0) определяются для ОВ изученных среднеюрских пород (скв. Штормовая-122, скв. Восходная-3021).

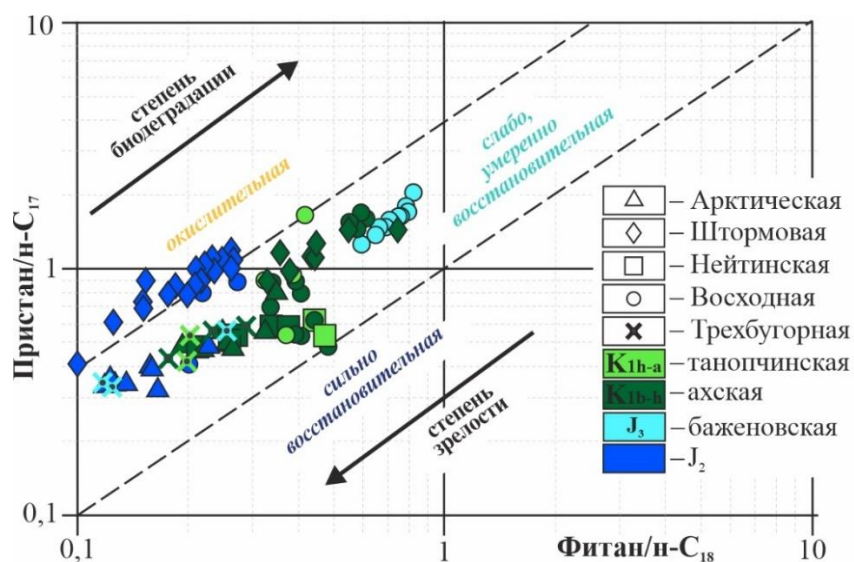


Рисунок 4.37 – Диаграмма Кеннона-Кессоу по составу изученных битумоидов

Примечание: области на диаграмме и их интерпретация приводятся в соответствии с (Connan, Cassou, 1980; Peters et al., 2005).

В составе ароматических фракций изученных битумоидов, включая экстракты баженновской свиты из скв. Восходная-3021, определяются достаточно высокие концентрации ретена (m/z 219→234; Рисунок 4.38) и перилена (m/z 252; см. рисунок 4.38), которые считаются производными смол хвойных растений (Otto, Simoneit, 2001). Кроме того, в битумоидах пород из скв. Нейтинская-28, скв. Восходная-3021 и скв. Штормовая-122 установлено присутствие бензоганов (m/z 191; см. рисунок 4.38), что хорошо коррелирует с высокими концентрациями

гопанов (среднее содержание гопанов и гомогопанов 82,5 % на сумму терпанов) и указывает на существенное влияние на состав исследованного ОВ бактериальной биоты. Исключение составляют битумоиды из скв. Арктическая-16: по всему разрезу отсутствуют бензогопаны, а в битумоидах юрских пород и битумоиде из нижней части ахской свиты (со значениями молекулярных параметров, характерными для ОВ аквагенного генотипа – $I_{TC} 1,11$, стераны $C_{29}/C_{27} 0,73$) также не идентифицируется ретен. Стоит отметить, что все образцы коллекции имеют значения $\delta^{13}C_{org}$ в диапазоне от $-27,2$ до $-22,8$ ‰, что характерно для террагенного ОВ.

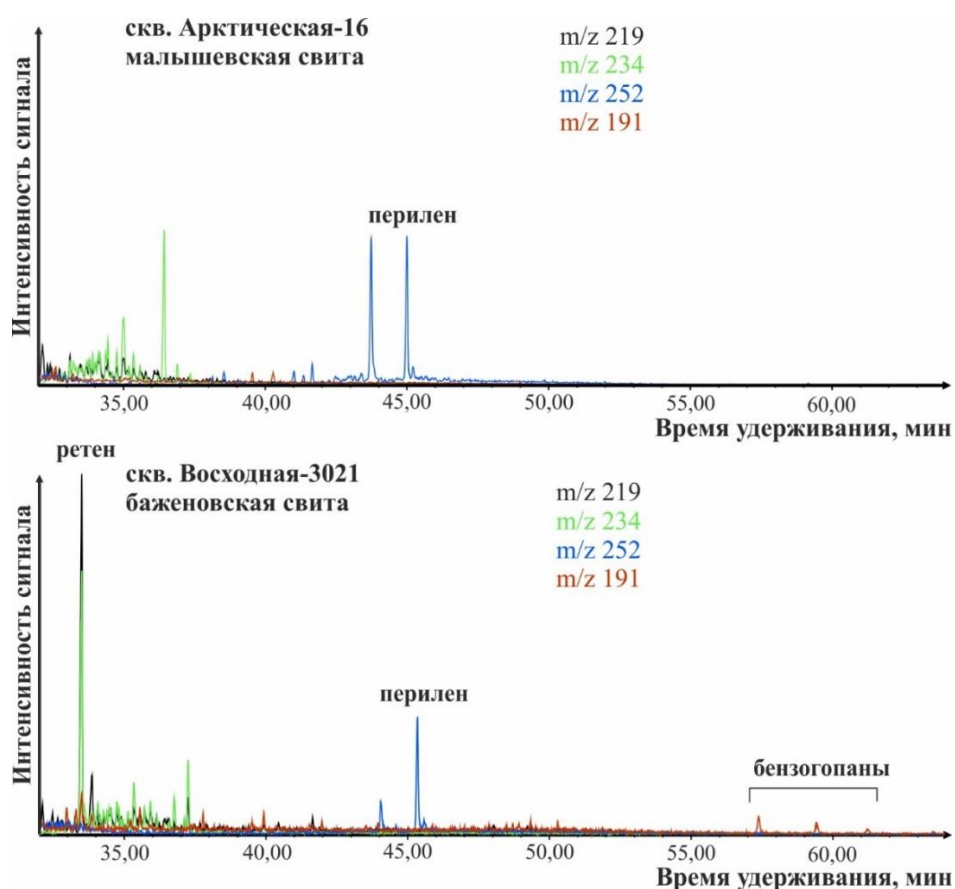


Рисунок 4.38 – Типовые масс-фрагментограммы по m/z 219 + 234 + 252 + 191

Полученные выводы о степени катагенеза ОВ изученных толщ на основе пиролитического параметра T_{max} , в общем виде, согласуются с результатами молекулярных битуминологических исследований – значения параметров смещаются в область величин, характерных для более высоких стадий преобразованности ОВ, сверху вниз по разрезам отдельно взятых скважин (Таблица 4.10).

Таблица 4.10 – Значения молекулярных катагенетических параметров по составу битумоидов

Скважина	Свита	Кол-во проб	CPI	Стераны C ₂₉		Ts/Tm	R _c (ФИ)	R _c (MPI-1)	(Фомин, 2011)	
				20S/ (20S + 20R)	ββ(20S + 20R) / αα20R				R ^o _{vt}	Стадия катагенеза
Арктическая-16	ахская	8	1,10–1,35/ 1,17	0,41–0,48/ 0,44	1,46–5,03/ 4,03	1,77–2,99/ 2,39	0,65–1,06/ 0,79	0,70–0,88	0,6–1,1/ 0,9 (8)	МК ₁ ¹ –МК ₂
	J ₂	8	1,12–1,15/ 1,12	0,36–0,44/ 0,39	3,37–4,88/ 4,05	3,71–6,88/ 5,29	0,83–0,96/ 0,89	0,88–0,98/ 0,95	1,2–1,3/ 1,2 (7)	МК ₃ ¹
Нейтгинская-28	танопчинская	2	1,48; 1,55	0,26; 0,31	1,84; 2,46	0,12; 0,12	0,59; 0,66	0,61; 0,68	0,5–0,7/ 0,6 (3)	МК ₁ ¹ –МК ₁ ²
	ахская	5	1,20–1,31/ 1,24	0,38–0,45/ 0,43	1,93–3,51/ 2,94	0,53–0,88/ 0,67	0,62–0,68/ 0,65	0,70–0,73/ 0,71	0,8	МК ₁ ²
Восходная-3021	танопчинская	4	1,32–2,25/ 1,82	0,21–0,31/ 0,26	1,54–2,57/ 2,22	0,05–0,61/ 0,30	0,56–0,85/ 0,70	0,58–0,71/ 0,64	0,5–0,6/ 0,5 (4)	МК ₁ ¹
	ахская	12	1,21–1,81/ 1,44	0,22–0,44/ 0,34	0,55–1,35/ 1,04	0,08–0,95/ 0,43	0,57–0,98/ 0,69	0,64–0,78/ 0,71	0,6–0,7/ 0,6 (4)	МК ₁ ¹
	баженовская	11	1,52–1,13/ 1,07	0,38–0,49/ 0,43	2,43–3,72/ 2,96	1,21–1,54/ 1,36	0,60–1,04/ 0,73	0,67–0,77/ 0,72	0,8–0,8/ 0,8 (6)	МК ₁ ²
	J ₂	3	1,14–1,30/ 1,22	0,38–0,41/ 0,40	1,69–2,90/ 2,38	0,36–0,50/ 0,44	0,65–0,84/ 0,71	0,71–0,72/ 0,71	0,9	МК ₂
Шгормовая-122	ахская	8	1,48–1,63/ 1,55	0,33–0,40/ 0,37	0,52–1,23/ 0,76	0,05–0,33/ 0,12	0,60–0,69/ 0,65	0,67–0,77/ 0,73	–	–
	J ₂	20	1,17–1,57/ 1,26	0,42–0,56/ 0,47	1,20–4,54/ 2,54	0,09–1,93/ 0,39	0,65–0,79/ 0,69	0,72–0,83/ 0,77	–	–
Трехбугорная-445	танопчинская	2	1,18; 1,23	0,40; 0,46	0,91; 1,60	0,05; 0,11	–	–	1,3–1,3/ 1,3 (10)	МК ₃ ¹
	ахская	3	1,37–2,05/ 1,62	0,36–0,51/ 0,46	1,06–4,34/ 3,11	0,21–1,18/ 0,69	0,79–0,88/ 0,84	0,77–0,90/ 0,85	1,4–1,8/ 1,6 (7)	МК ₃ ¹ –МК ₃ ²
	баженовская	3	1,54–2,57/ 2,11	0,52–0,54/ 0,53	4,50–5,05/ 4,85	2,25; 2,41	0,99–1,05/ 1,02	0,92–0,94/ 0,93	0,9–2,0/ 1,8 (5)	МК ₃ ²

Примечание: формулы расчета см. в таблицах 2.4, 2.5, 2.6.

Исключение составляет юрская часть разреза скв. Восходная-3021 – для ОБ баженовской свиты по молекулярным показателям определяется более высокая зрелость, чем для ОБ нижезалегающих среднеюрских толщ. Вероятнее всего, этот факт связан с различиями в фациально-генетическом типе этого ОБ. По данным А. Н. Фомина (2011) об отражательной способности витринита (R_{vt}^o , %), в разрезе скв. Арктическая-16 степень катагенеза ОБ меняется от MK_1^1 – MK_2 (0,57–1,01 %) в меловых породах до MK_3^1 (1,17–1,27 %) в юрских толщах. В скв. Трехбугорная-445 зрелость ОБ соответствует стадии MK_3^1 уже в породах нижнемеловой танопчинской свиты (1,32–1,34 %) и достигает завершающих стадий мезокатагенеза MK_3^2 в нижележащих породах ахской (1,42–1,76 %) и баженовской свит (1,98 %). При этом молекулярные и пиролитические параметры зрелости для ОБ этой скважины характеризуются значительным разбросом значений и будут считаться в данном случае менее информативными. Керновый материал из остальных изученных скважин (Нейтинская-25, Восходная-3021) в соответствии со значениями отражательной способности витринита содержит ОБ, которое в среднем находится на начальных этапах мезокатагенеза MK_1^1 – MK_1^2 в меловой (0,52–0,80 %) и верхнеюрской (0,83 %) части разреза, а уровня ГЗН (MK_2) достигает в толщах среднеюрского возраста (0,83–1,01 %).

В общем, по комплексу пиролитических, молекулярных и углепетрографических данных уровень катагенетической преобразованности ОБ большинства изученных толщ (T_{max} 429–453, ср. знач. 440 °С; R_{vt}^o 0,5–1,0, ср. знач. 0,7 %; T_s/T_m 0,05–2,99, ср. знач. 0,69; стераны $C_{29} \beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$ 0,52–5,03, ср. знач. 2,36; R_{cMPI-1} 0,58–0,96, ср. знач. 0,74), в среднем, соответствует ГЗН (MK_1^2 – MK_2). А в центральной части полуострова Ямал (скв. Арктическая-16) и на юге Гыданского полуострова (скв. Трехбугорная-445) зрелость юрского ОБ достигла более поздних стадий катагенеза (T_{max} 446–473, ср. знач. 459; R_{vt}^o 1,2–2,0, ср. знач. 1,5; T_s/T_m 2,25–6,88, ср. знач. 4,70; стераны $C_{29} \beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$ 3,37–5,05, ср. знач. 4,27; R_{cMPI-1} 0,88–0,99, ср. знач. 0,94).

Почти все изученные породы как юрского, так и мелового возраста содержат ОБ преимущественно террагенного генотипа (стераны C_{29}/C_{27} 0,73–8,20,

ср. знач. 3,74; I_{TC} 0,84–29,52, ср. знач. 6,07; $\delta^{13}C_{орг}$ –25,3...–22,8 ‰), фоссилизация которого происходила в обстановках от слабо восстановительных до субокислительных (OI 11–253, ср. знач. 53 мг $CO_2/г C_{орг}$; $\Sigma ДБТ + МДБТ/\Sigma Ф + МФ$ 0,01–0,22, ср. знач. 0,05). Содержание этого ОВ в основном близко к кларковому (ср. знач. $C_{орг}$ 1,19 ‰), а генерационный потенциал пород – невысокий ($S_1 + S_2 < 3$ мг УВ/г $C_{орг}$). Террагенное ОВ традиционно считается преимущественно газопроизводящим на всех стадиях катагенеза (Тиссо, Вельте, 1981). Однако способность неморского ОВ генерировать жидкие УВ подтверждается многочисленными примерами нефтепроявлений в Кузнецком, Печорском, Карагандинском, Ленском и других угольных бассейнах, а также угольных шахтах по всему миру (Франкенхольц в Германии, Ла-Машин во Франции и др.), описанными А. Н. Фоминым в монографии (2011). С угленосными и субугленосными толщами также ассоциированы нефтяные залежи месторождений Красноленинского свода (Россия), Сарир (Ливия), Минас (Индонезия), Катангли и Уйглекуты (Россия, Сахалин), Узень и Жетыбай (Казахстан). Способность террагенного ОВ производить нефтяные УВ связывают с липоидными компонентами углей (восками, кораами, кутикулой и смоляными телами), а также более жесткими термическими условиями (T_{max} 445–448 °С, R_{vt}^o 0,75–1,25 ‰), чем необходимы для преимущественно планктоногенного ОВ (Грецкая, Дахнова, 2010). Исходя из этого, отдельные интервалы среднеюрских толщ, обогащенные ($C_{орг}$ до 4,31 ‰) высокопреобразованным (до $МК_3^1$) террагенным ОВ, выделяющиеся относительно повышенными значениями пиролитических параметров ($S_1+S_2 > 3$ мг УВ/г $C_{орг}$), могли служить источником газообразных и, в том числе, жидких УВ-флюидов района исследования и частично реализовали свой генерационный потенциал. Нижнемеловые ахская и таноппчинская свиты, характеризующиеся низким генерационным потенциалом ($S_1+S_2 < 3$ мг УВ/г $C_{орг}$) и в основном невысоким содержанием слабо преобразованного преимущественно углистого ОВ, вероятнее всего, могли генерировать раннекатагенный газ, но не производили существенные объемы жидких УВ.

Преимущественно аквагенный состав (TAR 0,20–0,53, ср. знач. 0,37; стераны C_{29}/C_{27} 0,90–1,08, ср. знач. 0,95; I_{TC} 0,42–0,57, ср. знач. 0,47; $\delta^{13}C_{орг}$ –27,2...–25,7 ‰) зрелого (~MK₂) ОВ, а также более восстановительные условия его седиментации (ОІ 6–14, ср. знач. 9,21 мг CO₂/г C_{орг}; $\Sigma ДБТ + МДБТ / \Sigma Ф + МФ$ 0,03–0,19, ср. знач. 0,10) 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 (C_{орг} 2,31–4,07 % на породу), а также характеризуются повышенным на фоне остальных изученных толщ генерационным потенциалом ($S_1 + S_2 > 6$ мг УВ/г C_{орг}). Следовательно, есть основания предполагать, что породы баженовского горизонта, в том числе изученные в рамках данного исследования, являются значимым источником жидких УВ Ямальской НГО.

Относительно повышенный вклад морских биопродуцентов в состав ОВ определяется также для ахской свиты на юге полуострова Ямал (TAR 0,39–0,88, ср. знач. 0,65; стераны C_{29}/C_{27} 1,05–1,54, ср. знач. 1,24; I_{TC} 1,03–1,76, ср. знач. 1,28; $\delta^{13}C_{орг}$ –27,5...–24,2 ‰) и прослоя в берриасской части ахской свиты (K_{1b}, 3015 м) в разрезе скв. Арктическая-16 (TAR 0,51; стераны C_{29}/C_{27} 0,73, I_{TC} 1,11, $\delta^{13}C_{орг}$ –27,2 ‰). На юге полуострова Ямал (скв. Восходная-3021) эти породы также характеризуются низкой зрелостью ОВ (MK₁¹) и малой мощностью прослоев с относительно повышенным содержанием C_{орг} (0,64–1,64, ср. знач. 1,05 % на породу) и генерационным потенциалом ($S_1 + S_2$ 0,26–4,27, ср. знач. 1,17 мг УВ/г C_{орг}). В районе Арктического локального поднятия ОВ из берриасской части ахской свиты достигло достаточно высокой степени катагенетической преобразованности (~MK₃¹), однако прослой с аквагенным ОВ не распространены в разрезе, имеют малую мощность, низкий генерационный потенциал ($S_1 + S_2$ 0,16 мг УВ/г C_{орг}) и содержание C_{орг} на уровне кларкового (1,09 % на породу). В связи с этим, породы ахской свиты не могут рассматриваться в качестве значимого источника нефтяных УВ Ямальской НГО.

Таким образом, полученные в результате проведенных исследований данные согласуются и дополняют опубликованную и систематизированную в разделе 1.3 информацию по органической геохимии ОВ юрских и меловых осадочных толщ района исследования. В обобщенном виде накопленные сведения об основных НГМТ – потенциальных источниках УВ-скоплений полуострова Ямал – можно представить следующим образом (Рисунок 4.39).

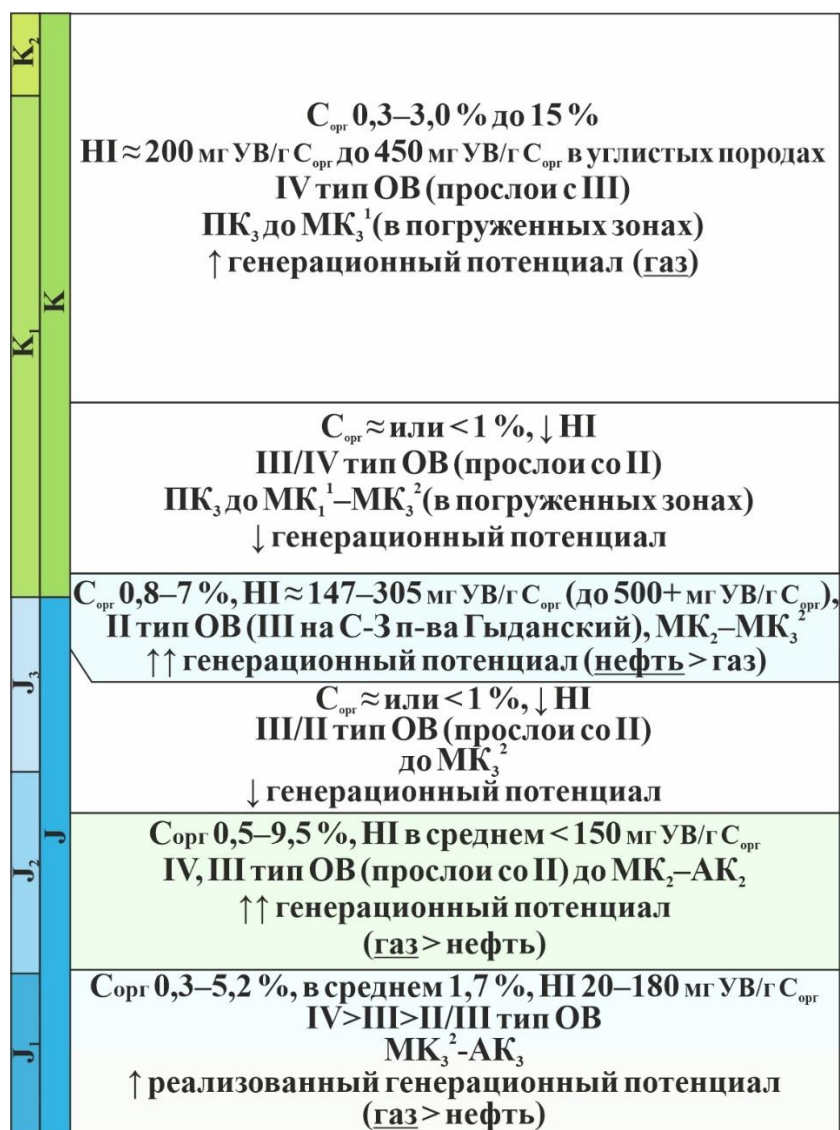


Рисунок 4.39 – Обобщение основных геохимических характеристик юрско-меловых осадочных толщ района исследования, опубликованных и полученных в рамках исследования

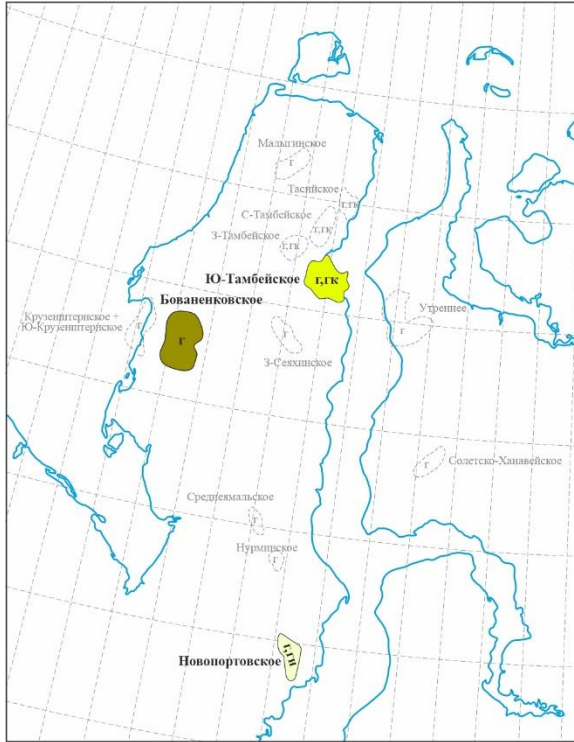
Примечание: С-З – северо-запад; опубликованные данные скомпилированы из источников, приведенных в разделе 1.3.

Глава 5. РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ ТИПИЗАЦИИ НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ ЯМАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ И ИХ ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ИСТОЧНИКИ

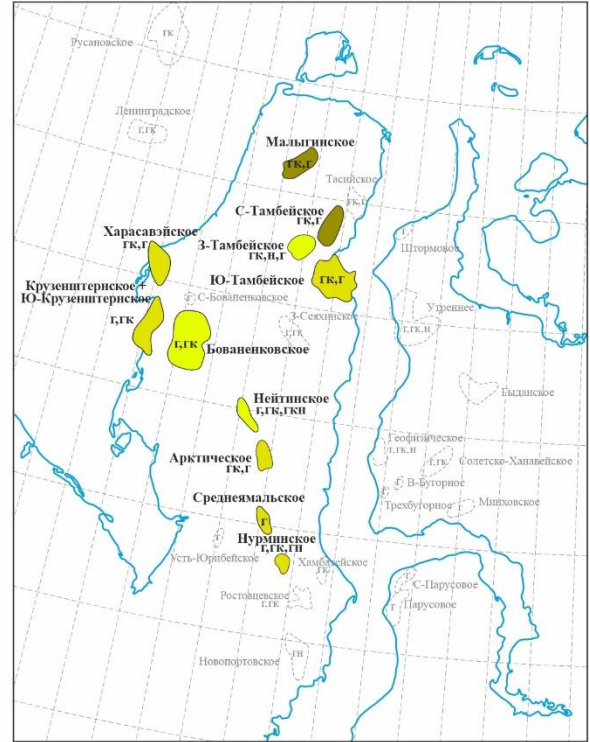
В рамках исследования получен и проинтерпретирован широкий комплекс аналитических данных по составу и свойствам нефтей и конденсатов полуострова Ямал. Выделены основные закономерности изменения физико-химических характеристик нафтидов, установлены особенности распределения отдельных классов соединений: от низкомолекулярных УВ C_5 – C_8 до полициклических насыщенных УВ-биомаркеров, ароматических и тиофеновых соединений, рассмотренных в разделах 4.1.–4.5. На основе комплексного анализа фактических данных определены наиболее информативные критерии для диагностики генетического типа источника и факторов вторичного преобразования нафтидов коллекции, проведена геохимическая и генетическая типизация легкокипящих и высокотемпературных фракций (см. таблица 4.2, 4.7). Систематизирована и обобщена полученная и опубликованная информация по геохимии ОВ осадочных толщ полуострова Ямал и близлежащей западной окраины Гыданского полуострова, изложенная в разделах 1.3 и 4.6. Совокупность полученных на разных аналитических уровнях данных позволяет предложить один из возможных вариантов геолого-геохимической эволюции УВ-скоплений полуострова Ямал.

Анализ физико-химических свойств нефтей и конденсатов коллекции выявил основную отличительную черту нефтегазоносности Ямальской НГО – преимущественно легкий фракционный состав сконцентрированных в залежах юрско-мелового осадочного комплекса жидких УВ-флюидов (см. раздел 4.1). Более половины нафтидов коллекции на 50 % и более состоят из легких ($T_{н.к.}$ –200 °С) дистиллятных фракций (см. рисунок 4.9). Распределение среднего содержания бензинов в изученных пробах в зависимости от локализации соответствующих УВ-скоплений в разрезе и на территории района исследования представлено на Рисунке 5.1.

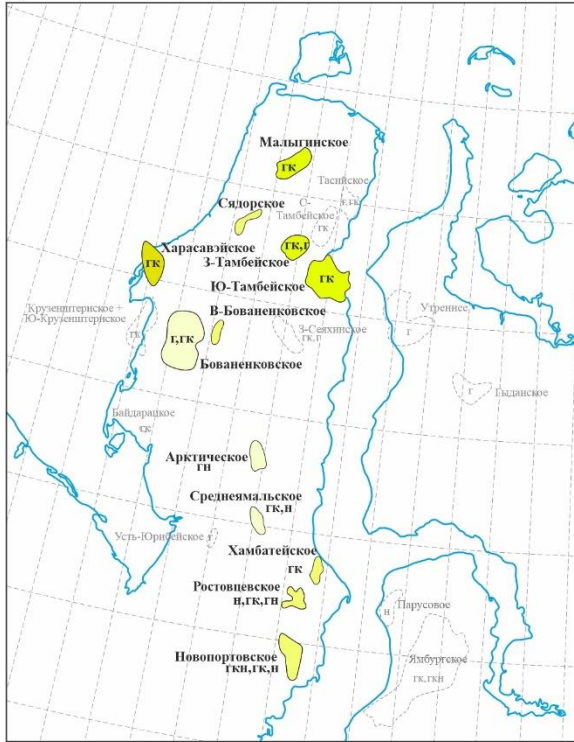
а) яронгская свита (K1a1)



б) таношчинская свита (K1b-a)



в) ахская свита (K1b-h)



г) J1-2

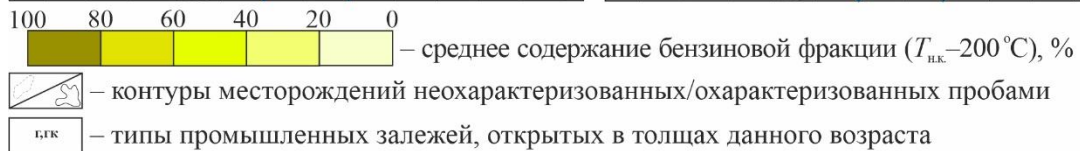
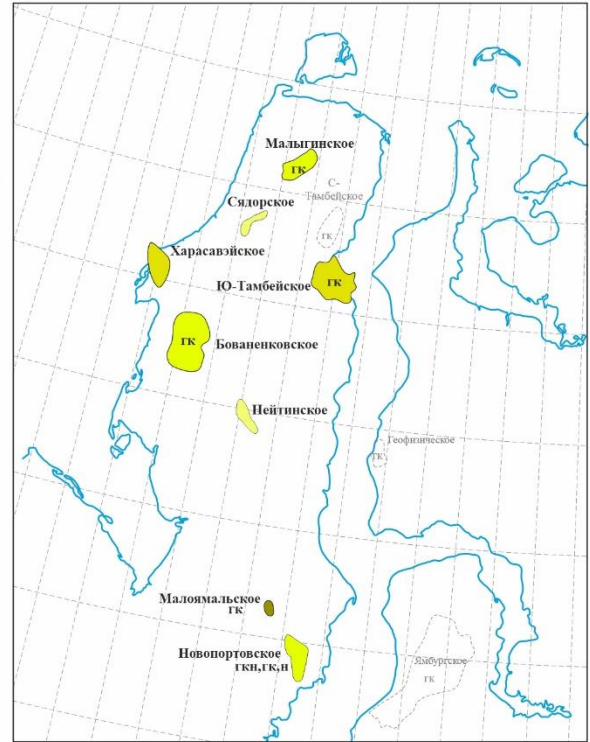


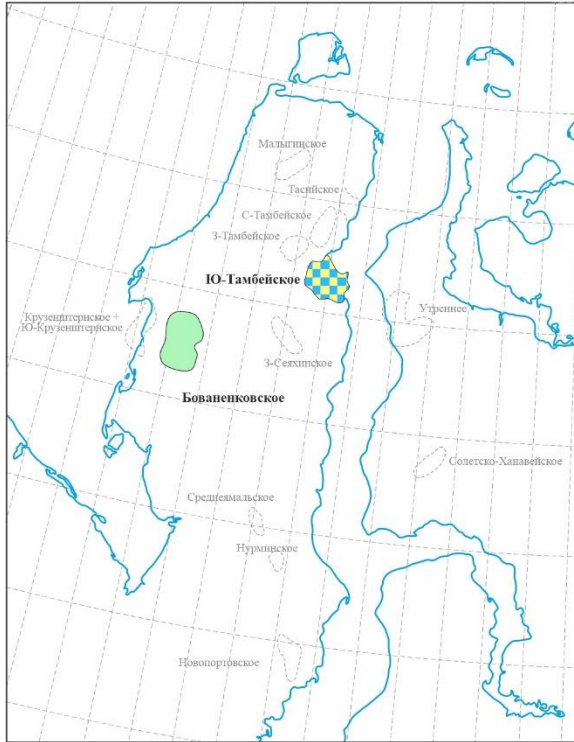
Рисунок 5.1 – Схема локализации УВ-флюидов разного фракционного состава

Примечание: контуры месторождений приводятся в соответствии с (Переоценка..., 2003ф); типы залежей (сокращения см. на рисунке 1.1) – в соответствии с (Открытые горизонты..., 2002; 2005; Скоробогатов и др., 2003); названия месторождений Ю – Южно, С – Северо, З – Западно, В – Восточно.

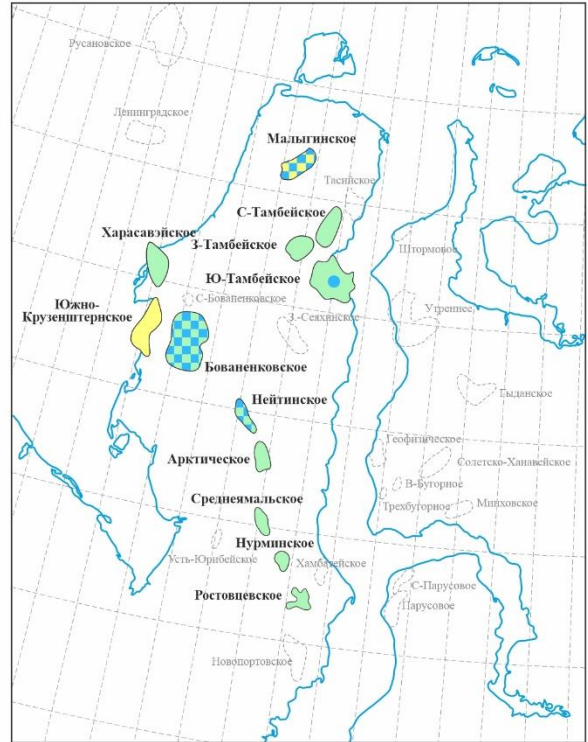
Как видно, в отдельных газоконденсатных залежах (ХМ: Бованенковское; ТП: Западно-Тамбейское, Малыгинское; Ю: Малоямальское) среднее содержание фракции $T_{н.к.}-200\text{ }^{\circ}\text{C}$ в составе конденсатов превышает 80 % (см. рисунок 5.1). Для нафтидов, отобранных из залежей пластов группы ТП и Ю, также характерно высокое, более 60 %, среднее содержание бензинов ($T_{н.к.}-200\text{ }^{\circ}\text{C}$). Наиболее тяжелым средним фракционным составом отличаются пробы из залежей ахской свиты (см. рисунок 5.1). Этот факт объясняется бóльшей распространенностью в пластах БЯ и НП нефтяных и газонефтяных скоплений по сравнению с газоконденсатными. Как следствие, и в исследованной коллекции этот интервал разреза охарактеризован преимущественно нефтяными пробами. Среднее содержание легких дистиллятных фракций ($T_{н.к.}-200\text{ }^{\circ}\text{C}$) в пробах, отобранных из пород ахской свиты, составляет 31 %.

Основой современных геохимических обобщений является изучение высокомолекулярных алканов и полициклических УВ-биомаркеров. Однако, в связи с высоким содержанием в нефтях и особенно конденсатах района исследования бензинов (см. рисунок 5.1), для определения материнских толщ – источников этих нафтидов – необходима генетическая типизация, в том числе их легкокипящей части (см. раздел 4.2). Проанализирован комплекс генетических показателей по относительному содержанию низкомолекулярных УВ C_5-C_8 (алканы/цикланы, $\Sigma ЦП/\Sigma ЦГ$, $n-C_7/мЦГ$, этилбензол/ Σ ксилолов). Рассмотрено взаимное распределение гексациклических (мЦГ, толуол), ациклических ($n-C_7$, 2м- C_6 , 3м- C_6) и пентациклических (димЦП) УВ состава C_7 . По преобладающему числу критериев (алканы/цикланы, $\Sigma ЦП/\Sigma ЦГ$, $n-C_7/мЦГ$, толуол + мЦГ : Σ димЦП : 2-м C_6 + 3-м C_6 , Σ димЦП : $n-C_7$: мЦГ), с акцентом на значения параметра $\Sigma ЦП/\Sigma ЦГ$, проведена типизация нефтей и конденсатов коллекции в соответствии с диагностируемым генетическим типом ОВ – источника легкокипящих УВ в их составе (см. таблица 4.2, рисунок 4.14). Распределение нефтей и конденсатов коллекции, отнесенных к группам Iн, IIн и IIIн (см. таблица 4.2), визуализировано на Рисунке 5.2.

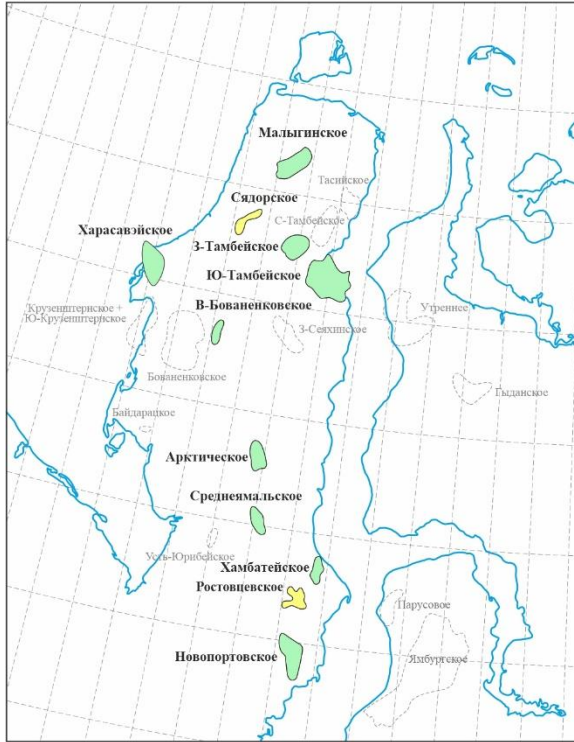
а) яронгская свита (K1a1)



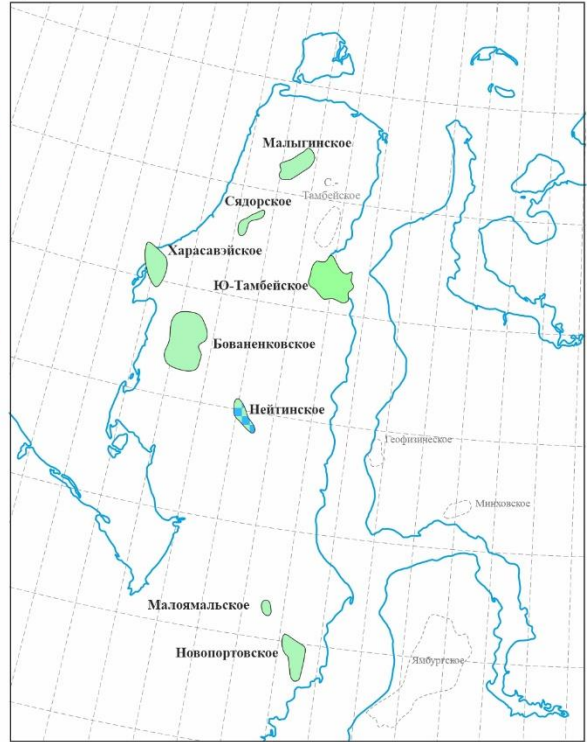
б) таноштинская свита (K1b-a)



в) ахская свита (K1b-h)



г) J1-2



I_n **II_n** **III_n** – генетическая группа по составу легкокипящих фракций

 – контуры месторождений неохарактеризованных/охарактеризованных пробами

Рисунок 5.2 – Локализация нефтидов разных генетических групп (I_n, II_n, III_n) по составу легкокипящих фракций

Примечание: контуры месторождений приводятся в соответствии с (Переоценка..., 2003ф); названия месторождений Ю – Южно, С – Северо, З – Западно, В – Восточно.

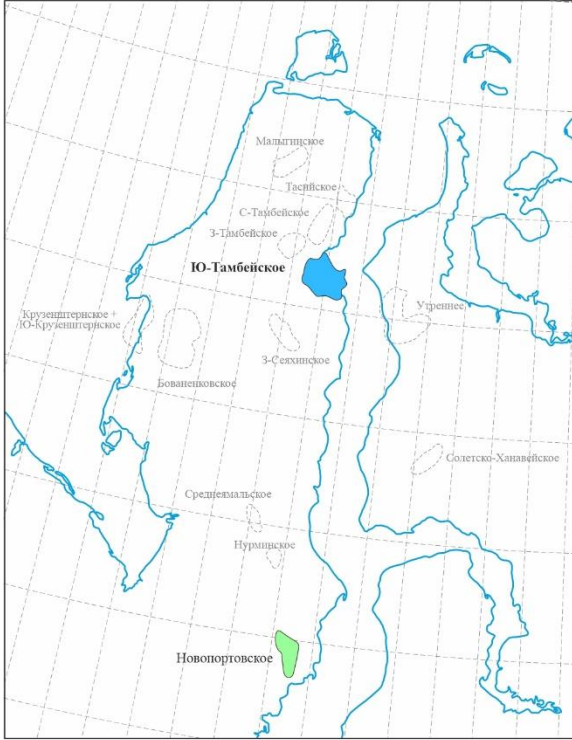
Анализируя полученные результаты (см. рисунок 5.2), можно заключить, что большая часть изученных легкокипящих фракций в составе нефтидов всего района исследования генерирована ОВ преимущественно террагенного генотипа (Шн группа). Они идентифицированы в залежах всего интервала нефтегазоносности: от нижнесреднеюрских до альб-сеноманских. Низкомолекулярные УВ, образованные аквагенным ОВ (Ин группа), сконцентрированы в основном в залежах танопчинской свиты, преимущественно в центральной (Бованековское, Нейтинское) и северной (Малыгинское, Южно-Тамбейское) частях района исследования. Легкокипящие продукты генерации ОВ морского происхождения диагностированы также в составе отдельных УВ-скоплений яронгской (Южно-Тамбейское) и малышевской (Нейтинское) свит. Таким образом, можно отметить, что легкие фракции УВ-флюидов, отобранных из пластов ХМ и ТП, генетически связаны с ОВ разного генотипа, в то время как в ахской и нижнесреднеюрской частях разреза преимущественно концентрируются низкомолекулярные производные ОВ неморского генезиса.

Фациально-генетическая типизация высокотемпературных фракций ($T_{н.к.} > 200$ °С) нефтей и конденсатов коллекции проведена по данным о составе стеранов, терпанов, n-алканов и изопреноидных алканов с привлечением, в том числе, информации о распределении ароматических и сероароматических соединений (см. раздел 4.3, 4.4, 4.5, таблица 4.7). В качестве наиболее достоверного критерия для диагностики генетического типа материнского ОВ принято соотношение стераны C_{29}/C_{27} . Высокая степень корреляции с этим параметром и, следовательно, достоверность, отмечена для показателя $MAC C_{29}/MAC C_{27}$. Выявлено, что распределение n-алканов и трицикланов с разной длиной углеродной цепи в изученных нефтидах, вероятно, изменено процессами молекулярно-массового перераспределения УВ. В связи с этим, трициклановый индекс (I_{TC}) применялся только для подтверждения морского происхождения исходного ОВ (при значениях < 1), а показатели $n-C_{27}/n-C_{17}$ и TAR , наоборот, континентального (при значениях > 1). В качестве вспомогательного критерия использовалось соотношение $\sum TAC/\sum MAC$, величина которого

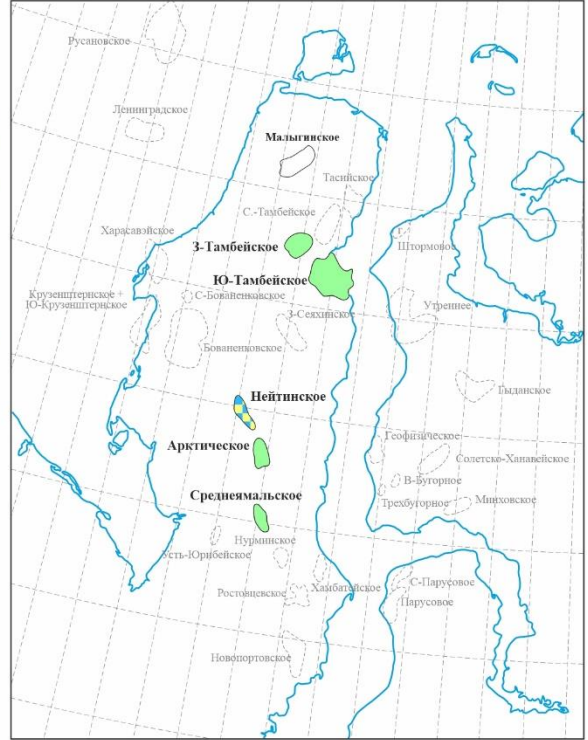
для большинства проб коллекции согласуется с установленным по другим признакам генотипом исходного ОВ: преимущественно аквагенным (группа Iв), террагенным (группа IIIв) и смешанным (группа IIв). Распределение продуктов генерации этого разнотипного ОВ в зависимости от стратиграфического и территориального положения соответствующих УВ-скоплений визуализировано на Рисунке 5.3.

С аквагенным ОВ генетически связано большинство высокотемпературных УВ-фракций нафтидов *из залежей ахской свиты* – группа Iв. При этом производные планктоногенного ОВ концентрируются в этом интервале разреза преимущественно в залежах на юге района исследования (см. рисунок 5.3). На севере полуострова Ямал в залежах ахской свиты, напротив, диагностируются отдельные нафтиды, формирование состава высокотемпературных УВ-фракций которых происходило за счет террагенного ОВ – группа IIIв (см. рисунок 5.3). Происхождение за счет ОВ, связанного в основном с морскими биопродуцентами, определено также для большинства нефтей (Новопортовское, Нейтинское, Сядорское) из *юрского интервала разреза* (см. рисунок 5.3) и нефти Нейтинского месторождения из пласта ТП₁. В соответствии с компонентным составом высокомолекулярных УВ-фракций, преимущественно террагенным ОВ – группа IIIв – генерированы нафтиды *из танопчинских залежей*, а также конденсаты *из среднеюрских* (см. рисунок 5.3). Для проб, отобранных *из залежей яронгской свиты* (см. рисунок 5.3), диагностируется происхождение за счет разнотипного ОВ: преимущественно террагенного – конденсаты Южно-Тамбейского месторождения; аквагенного – нефть Новопортовского.

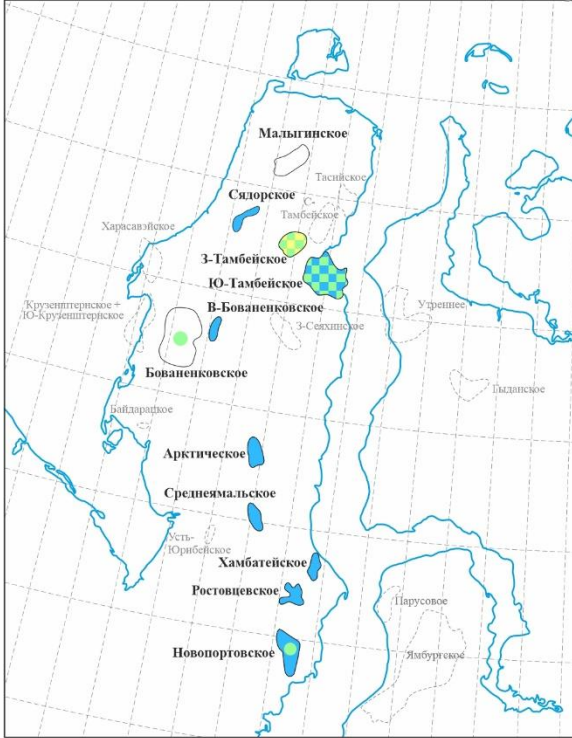
а) яронгская свита (K1a1)



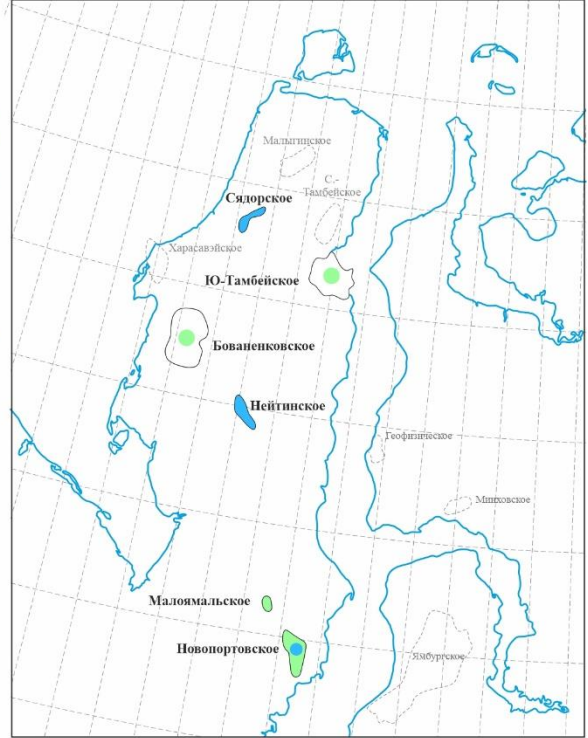
б) таноштинская свита (K1h-a)



в) ахская свита (K1b-h)



г) J1-2



Iв **IIв** **IIIв** – генетическая группа по составу высококипящих фракций

– контуры месторождений неохарактеризованных/охарактеризованных пробами

Рисунок 5.3 – Локализация нефтидов разных генетических групп (Iв, IIв, IIIв) по составу высококипящих фракций

Примечание: контуры месторождений приводятся в соответствии с (Переоценка..., 2003ф); названия месторождений Ю – Южно, С – Северо, З – Западно, В – Восточно.

Для реконструкции условий накопления нефтематеринского ОВ использованы значения адиантан/гопан C_{30} , стераны $\beta\alpha/(\beta\beta + \alpha\alpha)$, хорошо коррелирующие между собой параметры пристан/фитан и $\Sigma\text{ДБТ} + \text{МДБТ}/\Sigma\text{Ф} + \text{МФ}$, и в меньшей степени распределение гомогопанов $\text{Гг } C_{35}/\text{Гг } C_{34}$. 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 при разных окислительно-восстановительных условиях среды. В общем случае, за исключением единичных проб, для исходного ОВ нефтей и конденсатов группы Ib определен слабо/умеренно восстановительный режим седиментации и диагенеза, а для материнского ОВ нафтидов группы IIIв, напротив, – бóльшая активность свободного кислорода в придонном слое вод и субокислительные обстановки. Таким образом, установлено, что формирование тяжелых УВ-фракций изученных нефтей и конденсатов происходило за счет ОВ разного фациально-генетического типа.

Зрелость исходного ОВ нефтей и конденсатов района исследования оценивалась по распределению высокомолекулярных насыщенных и ароматических соединений (см. раздел 4.4, 4.5). В качестве основных критериев выбраны параметры: стераны $C_{29} \beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$, стераны $C_{29} \beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$, T_s/T_m , $R_c\text{MPI-1}$ и $R_c\text{TACI}$. Зависимости рассмотренных термодинамических показателей от возраста и, в общем случае, глубины залежей не наблюдается. Кроме того, для нефтей из одних и тех же пластов, отобранных в разных частях одной структуры, отдельные параметры указывают на разный уровень катагенеза. Например, такая ситуация наблюдается для нефтей Новопортовского месторождения из пласта Ю₂₋₃ и может быть связана с аккумуляцией в этой залежи нефти из разных источников и(или) УВ разных фаз генерации одного и того же ОВ и(или) с гетерогенностью материнского ОВ. Более высокий катагенез по соотношениям высокомолекулярных аренов ($R_c\text{MPI-1}$, $R_c\text{TACI}$) диагностируется для нефти из нижнеюрской залежи Бованенковского месторождения. При этом параметры по распределению стеранов и терпанов в этой

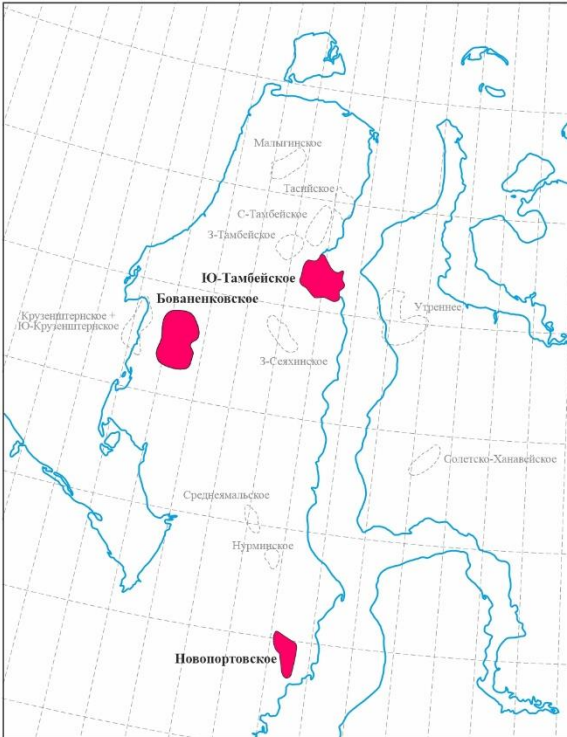
нефти находятся на том же уровне, что и для остальных проб коллекции. Для отдельных конденсатов из залежей танопчинской свиты, напротив, по насыщенным УВ-биомаркерам определяется пониженный на фоне остальной коллекции катагенез исходного ОВ, что не находит подтверждения в составе фенантронов и ароматических стероидов. Эти вариации отдельных соотношений могут объясняться теми же причинами, что описаны для нефтей из залежи Ю₂₋₃ Новопортовского месторождения. 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**. При этом по данным о компонентном составе бензиновых фракций (I_У, I_Т, I_{ТН}, Т_Ш, см. раздел 4.2) диагностировано, что изученные нафтиды, после их генерации в условиях ГЗН, не подвергались значительному термическому воздействию в залежах.

Одним из последних этапов в геохимической истории формирования УВ-скоплений является их изменение в гипергенезе. Для выявления факта воздействия бактериального окисления нефтей и конденсатов коллекции, а также диагностики глубины этой деструкции был рассмотрен широкий комплекс геохимических показателей по составу как низкомолекулярных УВ C₅–C₈, так и высокомолекулярных n-алканов, ациклических изопренанов и циклических УВ-биомаркеров (см. раздел 4.2, 4.3, 4.4, таблица 4.2, 4.6). Установлено, что наиболее информативными для диагностики процессов биодегградации в залежах района исследования являются соотношения n-алканы C₅–C₈/изоалканы C₅–C₈, n-алканы C₅–C₈/цикланы C₅–C₈ и параметры n-алканы C₁₁–C₃₇/ациклические изопренаны C₁₈–C₂₅ и K_{изо} (см. таблица 4.1, 4.3). Соотношения n-C₇/мЦГ и алканы C₅–C₈/цикланы C₅–C₈, пристан/n-C₁₇ и фитан/n-C₁₈, хоть и показательны для большинства проб коллекции, имеют ряд исключений. При этом не было обнаружено признаков очень высоких (4+) стадий биодегградации (см. рисунок 2.7), достигших высокомолекулярных нафтеновых УВ – отсутствие 25-норгопанов, невысокие значения параметра стераны $\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta)$.

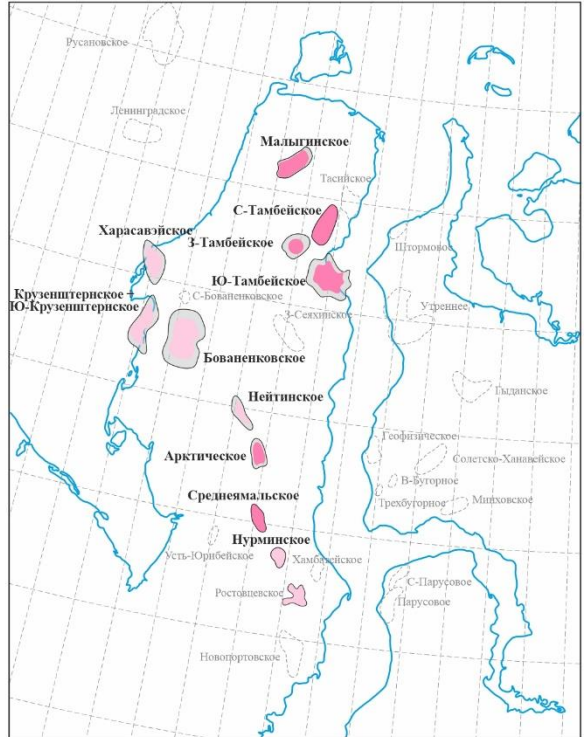
По комплексу выделенных молекулярных показателей, а также с учетом представлений о геологическом строении объектов исследования обособлен ряд биодegradированных нефтей и конденсатов (тип Б), составляющий практически треть коллекции (см. рисунок 4.19). Большая часть измененных УВ-флюидов закономерно относится к залежам верхнего изученного интервала нефтегазоносности ($T_{пл} < 70\text{ }^{\circ}\text{C}$, $< 2220\text{ м}$); локализация в разрезе и на территории района исследования представлена на Рисунках 5.4 и 5.5. В частности, все изученные нафтиды из пластов ХМ яронгской свиты характеризуются высокой (3–4-й) стадией микробиального окисления. В залежах танопчинской свиты также широко развиты процессы бактериальной переработки УВ-флюидов – более половины исследованных проб отнесено к геохимическому типу Б. На всех месторождениях района исследования в залежах данного стратиграфического диапазона диагностированы нефти и конденсаты начальной (1-й) и, преимущественно, средней (2-й) стадий биодegradации. Нефти и конденсаты, сконцентрированные в нижележащих ахской и юрских толщах, как правило, не подвергались процессам бактериального окисления. Исключение составляют отдельные нефтяные пробы Новопортовского месторождения из ахской и малышевской свит. В их составе определяются признаки средней стадии биодegradации, что объясняется спецификой геологического строения этой структуры (выступ фундамента), которая отражается в небольших глубинах залегания ($< 2000\text{ м}$) и низкой пластовой температурой ($< 70\text{ }^{\circ}\text{C}$) соответствующих залежей. Таким образом, было доказано, что *в неглубоких залежах ($< 2220\text{ м}$, $T_{пл} < 70\text{ }^{\circ}\text{C}$) района исследования нефти и конденсаты в значительной степени изменены биодegradацией.*

Кроме того, в составе конденсатов средней и высокой стадий биодegradации, отобранных из залежей ТП и ХМ Южно-Тамбейского месторождения, отмечено присутствие низкомолекулярных УВ $\text{C}_5\text{--C}_8$, которые, вероятно, попали в соответствующие залежи уже после формирования первичных УВ-скоплений.

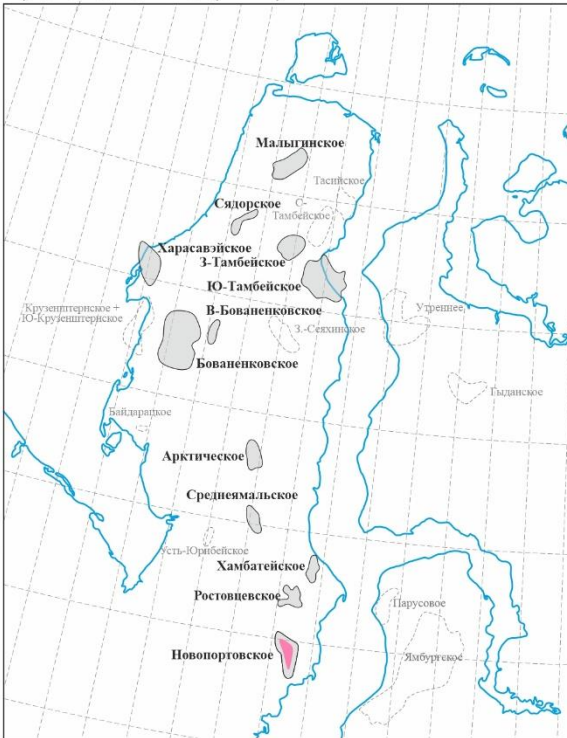
а) яронгская свита (К1а1)



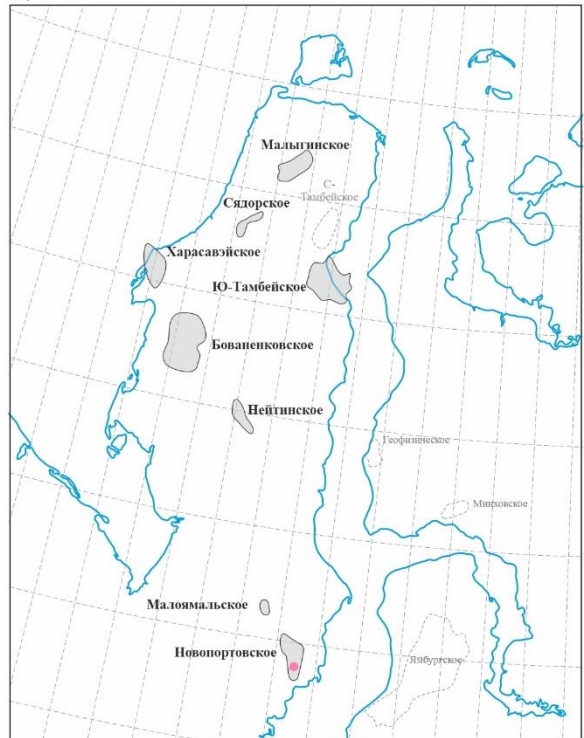
б) танопчинская свита (К1б-а)



в) ахская свита (К1б-б)



г) J1-2



– контуры месторождений неохарактеризованных/охарактеризованных пробами

Рисунок 5.4 – Локализация биодegradированных проб коллекции

Примечание: контуры месторождений приводятся в соответствии с (Переоценка..., 2003ф); названия месторождений: Ю – Южно, С – Северо, З – Западно, В – Восточно.

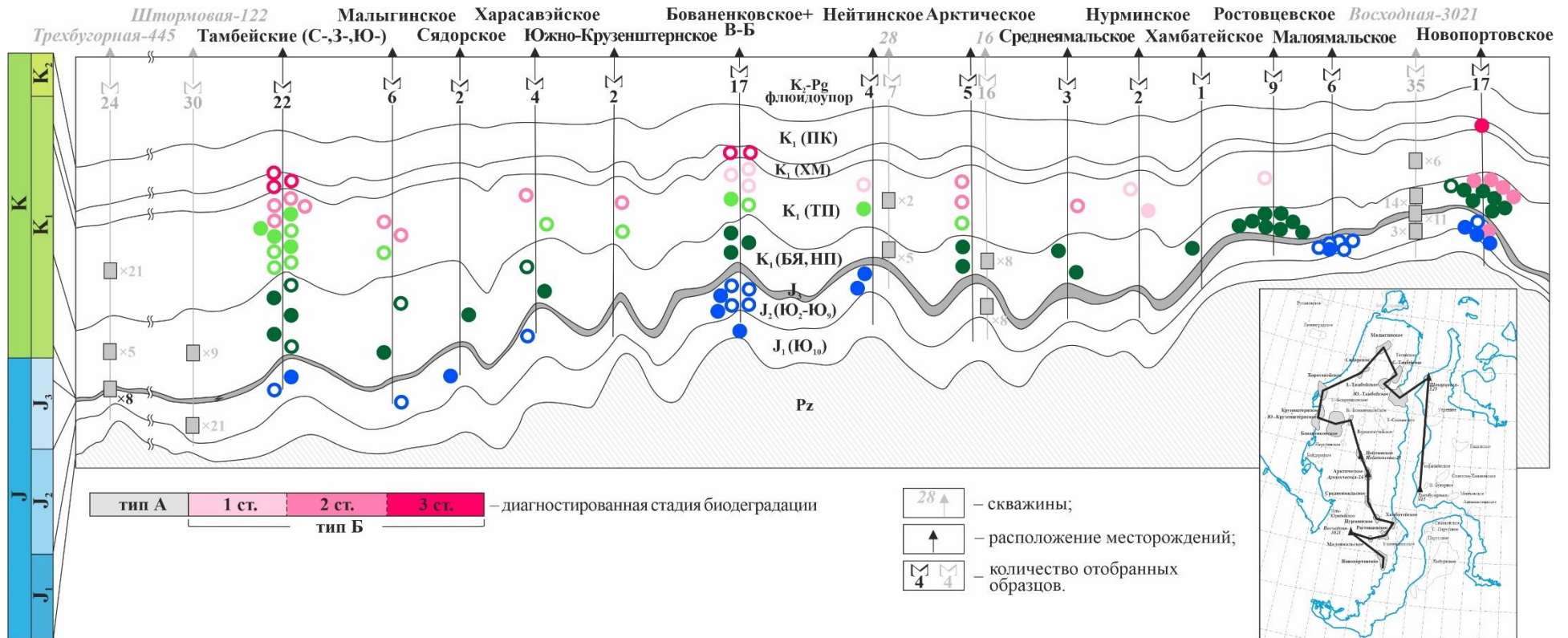


Рисунок 5.5 – Локализация биодеградируемых (тип Б) нефтей и конденсатов коллекции на схематическом разрезе района исследования

Примечание: ХМ, ТП, БЯ, НП, Ю – группы пластов, из которых были отобраны пробы; (С-, З-, 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).

Из расчета, что распределение УВ C_5-C_8 отражает генетический тип материнского ОВ всей бензиновой фракции нефтей и конденсатов коллекции ($T_{н.к.} - 200\text{ }^\circ\text{C}$), а распределение стеранов, терпанов и высокомолекулярных аренов – высококипящей ($T_{н.к.} > 200\text{ }^\circ\text{C}$), то, с учетом данных о фракционном составе каждой отдельно взятой пробы (см. раздел 4.1, рисунок 4.9, 5.1), полученные результаты (см. рисунок 5.2, 5.3, 5.4) можно комплексировать следующим образом. Объем всех *изученных* низко- и высококипящих фракций в процентах принят за количество УВ в условных единицах объема и просуммирован для отдельных стратиграфических интервалов. Исходя из проведенных генетических типизаций (см. таблица 4.2, 4.7, рисунок 5.2, 5.3), 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 в соотношении 50:50 из компонентов, генерированных ОВ аквагенного и террагенного генотипа. Таким образом, проведен учет общего относительного содержания производных разнотипного ОВ в изученных УВ-скоплениях района исследования (см. рисунок 5.6).

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 доказан следующий вывод. ***Углеводороды из залежей в юрских толщах генетически связаны преимущественно с террагенным ОВ, из залежей ахской свиты – аквагенным, а нафтиды танопчинской и яронгской свит имеют смешанное происхождение.***

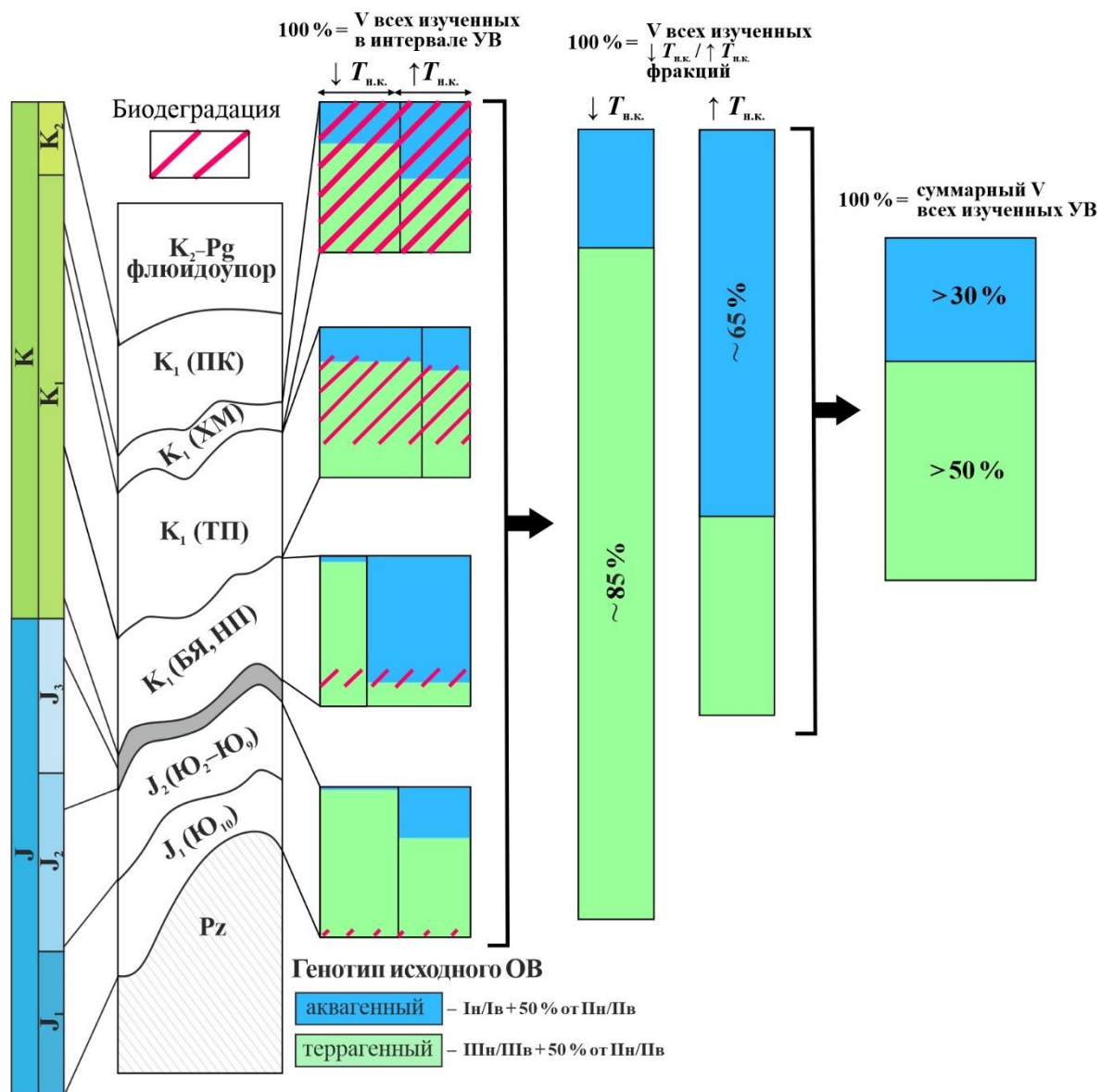


Рисунок 5.6 – Принципиальная схема содержания в изученных нефтях и конденсатах компонентов, генерированных ОВ террагенного и аквагенного генотипа

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

Сопоставляя итоги выполненной генетической типизации нефтей и конденсатов Ямальской НГО (см. рисунок 5.6) с результатами аналитического обобщения полученных и опубликованных данных по геохимии ОВ юрско-меловых осадочных толщ района исследования (см. раздел 1.3, 4.6, рисунок 4.39), можно на качественном уровне оценить вклад отдельных НГМТ в формирование УВ-состава изученных нефтях. Показано, что основными источниками нефтей и конденсатов полуострова Ямал следует рассматривать породы баженовской свиты, с хорошим до высокого нефтегенерационным потенциалом, обогащенные

зрелым аквагенным ОВ, а также отдельные интервалы в разрезе среднеюрских малышевской, вымской и лайдинской свит, содержащие зрелое ОВ террагенного генотипа, с умеренным до высокого, частично реализованным, преимущественно газогенерационным потенциалом. Нижнемеловые углистые толщи не рассматриваются как материнские для исследованных жидких УВ-флюидов, поскольку характеризуются низкими значениями пиролитических характеристик, малой распространенностью пород с высоким содержанием ОВ и(или) его низкой преобразованностью. Единичные прослои в нижней части ахской свиты, содержащие преимущественно аквагенное ОВ, также не могут рассматриваться в качестве значимого источника нефтяных УВ в районе исследования, ввиду их малой мощности, низкого генерационного потенциала и содержания $C_{орг}$. На этом основании можно заключить, что для фракций изученных нафтидов, источником которых определено аквагенное ОВ (I_n и $I_v + 50\%$ от II_n и II_v), материнскими являются породы баженовской свиты, а фракции, генетически связанные с террагенным ОВ (III_n и $III_v + 50\%$ от II_n и II_v), генерированы среднеюрскими толщами.

Легкокипящие производные среднеюрского ОВ диагностированы главным образом в нафтидах из залежей танопчинской свиты ($\sim 40\%$ 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 ($K_{1al} \sim 3\%$; $K_{1h-a} \sim 7\%$; $K_{1b-h} \sim 10\%$; $J_{1-2} \sim 14\%$ от объема всех изученных высококипящих фракций). Низкомолекулярные продукты генерации ОВ баженовской свиты идентифицированы преимущественно в УВ-флюидах танопчинской свиты ($K_{1a} \sim 12\%$), а в изученных нафтидах, 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 в значительной степени сконцентрированы в УВ-флюидах из ахской свиты ($K_{1g} \sim 52\%$), а в составе проб из вышележащих меловых толщ ($K_{1al} \sim 3\%$; $K_{1h-a} \sim 3\%$) 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 5.6). 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. 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. Нельзя исключать, что незначительная 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.

В районе исследования и по его периферии выделяется три основных очага нефтегазообразования: Южно-Карский, Гыданский и Северо-Тазовский

(Галимов и др., 2012; Конторович и др., 2013б; Слинкин, 2013; Дешин и др., 2017; Дешин, Бурштейн, 2018; Сафронов, 2018; Дешин, 2020; Язикова, Дешин, 2024). Последний отделен от полуострова Ямал Мессояхской наклонной грядой, формирование которой началось в конце юрского периода и завершилось в неокоме (Конторович и др., 1975; 2001). Литификация верхнеюрского регионального флюидоупора на территории полуострова Ямал произошла ~ 120–130 млн лет назад, аптского – ~ 90–100 млн лет назад, альбского – ~ 70–90 млн лет назад (Конторович и др., 2013б). Следовательно, уже во время вхождения нижнеюрских толщ Северо-Тазовского очага в ГЗН ~ 139–160 млн лет назад (Сафронов, 2018) и тем более литификации верхнеюрской региональной покрывки на территории района исследования до состояния флюидоупора, эта тектоническая структура существенно затрудняла миграцию значительных количеств УВ в направлении полуострова Ямал. Исключение могут составлять залежи, расположенные близ предпайхойской части Мессояхской гряды – на Новопортовском, Ростовцевском и Хамбате́йском месторождениях. В Южно-Карском очаге нефтегазообразования основные фазы генерации жидких УВ реализовывались (Конторович и др., 2013б): нижнеюрским осадочным комплексом ~ 170–120 млн лет назад; среднеюрским – ~ 130–100 млн лет назад; верхнеюрским – ~ 115–85 млн лет назад; апт-альб-сеноманские осадочные толщи повсеместно еще не достигли ГЗН, только в самых погруженных зонах Южно-Карской мегасинеклизы этот процесс начался ~ 70 млн лет назад. В Гыданском очаге нефтегазообразования, в связи с меньшими глубинами залегания, процессы активной генерации нефтяных УВ и гетероатомных соединений юрскими осадочными комплексами происходили на 20–30 млн лет позже, а апт-альб-сеноманский на большей части территории еще не вступил в главную фазу нефтеобразования (Слинкин, 2013; Дешин, 2020; Язикова, Дешин, 2024). Таким образом, обобщая полученные выводы о генетических типах материнского ОВ изученных нефтей и конденсатов Ямальской НГО с данными по органической геохимии осадочных толщ и опубликованными результатами бассейнового моделирования, можно предположить следующее. Преимущественно

газоконденсатные скопления пластов группы Ю, для которых определен террагенный генотип материнского ОВ, могли формироваться за счет как среднеюрского комплекса Южно-Карского очага нефтегазообразования, так и ниже- и среднеюрских толщ, локализованных в Гыданском очаге генерации. Нефти этого стратиграфического интервала генерированы планктоногенным ОВ баженовской свиты, которое, исходя из установленных и опубликованных геохимических данных, вероятнее всего, сосредоточено в породах Ямало-Карского района. Тяжелая нефтяная оторочка газоконденсатного скопления в нижнеюрской залежи Бованенковского месторождения образовалась из ОВ с преобладающей террагенной составляющей. Источником этих УВ-флюидов могло служить высокопреобразованное сапропелево-гумусовое ОВ как нижней, так и средней юры. Можно предположить, что эта нефть является остаточной. Разрушение первичного газоконденсатного скопления, связанного с нижнеюрским ОВ, и повторное заполнение ловушки продуктами генерации среднеюрского комплекса могли бы объяснить вариации молекулярного состава этой нефти ($\delta^{13}\text{C} -29,2\text{‰}$, стераны $\text{C}_{29}/\text{C}_{27} > 1$, $\text{n-C}_{27}/\text{n-C}_{17} > 1$, $I_{\text{TC}} < 1$). Вместе с тем данные особенности также могут быть обусловлены фациально-генетической изменчивостью потенциально материнского нижнесреднеюрского ОВ.

В залежах ахской свиты сконцентрированы преимущественно нефти, генерированные аквагенным ОВ баженовской свиты. Порода-источники этих нефтей, вероятнее всего, относятся к Южно-Карской мегасинеклизе. При этом в залежах этого стратиграфического интервала на северо-востоке района исследования идентифицируются конденсаты, связанные с ОВ смешанного/террагенного генотипа. Заполнение этих ловушек могло происходить как из Южно-Карского (J_2), так и Гыданского (J_2, J_3) очагов нефтегазогенерации. Тем не менее все изученные УВ-флюиды из ахских залежей обогащались легкокипящими компонентами – производными среднеюрского высокопреобразованного ОВ, которые могли поступать в соответствующие залежи как с запада, так и с востока.

В породах таношчинской свиты в основном сконцентрированы УВ-флюиды, генерированные террагенным среднеюрским ОВ, и только отдельные нефтяные скопления в центральной части полуострова, по всей видимости, формировались при участии аквагенного ОВ баженовской свиты. Поскольку на момент литификации аптского и альбского флюидоупоров среднеюрское ОВ в Южно-Карском очаге уже реализовало свой потенциал, можно предполагать, что основная масса УВ поступала в залежи таношчинской свиты из среднеюрских толщ Гыданского очага генерации. При этом УВ-скопления этого интервала разреза обогащались легкокипящими компонентами, связанными как с планктоногенным ОВ баженовской свиты, достигшим на момент литификации меловых флюидоупоров высоких стадий катагенеза в Южно-Карском очаге, так и с водорослевым ОВ, вероятно, среднеюрских производящих пород Гыданского очага нефтегазогенерации.

В залежах верхнего изученного интервала нефтегазоносности – яронгской свиты – сконцентрированы жидкие УВ, источником которых является разнотипное ОВ. Нефтяная оторочка газовой залежи пласта ХМ₀₋₁ Новопортовского месторождения, как и бензиновые УВ в составе конденсата Бованенковского месторождения, могут быть генетически связаны как со среднеюрским ОВ, локализованным в менее погруженных зонах на полуострове Ямал, так и частично с террагенным ОВ мелового возраста, которое, исходя из современных показателей зрелости, способно генерировать незначительные количества жидких УВ. Легкокипящие и тяжелые производные преимущественно аквагенного ОВ в составе конденсатов из залежей яронгской свиты на севере района исследования, вероятно, генерированы высокопреобразованным ОВ баженовской свиты в разрезе Южно-Карской мегасинеклизы.

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 ($T_{н.к.} - 200$ °С).

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 танопчинских 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} $\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$, T_s/T_m , R_cMPI-1 , R_cTACI , индексы I_Y , I_{TI} , 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 n -алканы C_5-C_8 /изоалканы C_5-C_8 , n -алканы C_5-C_8 /цикланы C_5-C_8 , n -алканы C_{11+} /ациклические изопренаны C_{18+} 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 танопчинской и яронгской свит ($T_{пл} < 70$ °С, < 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 биodeградированные нафтиды наблюдаются по всему изученному интервалу нефтегазоносности. По наличию в составе ряда нафтидов средней и высокой стадий биodeградации

низкомолекулярных УВ, в том числе n-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 биодегградации 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.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрютин, Н. Н. Современные методы исследования нефтей: Справ.-метод. пособие / Н. Н. Абрютин, В. В. Абушаева, О. А. Арефьев и др. ; под ред. Богомолова А. И., Темяно М. Б., Хотынцевой Л. И. – Л. : Недра, 1984. – 431 с.
2. Анализатор рентгенофлуоресцентный энергодисперсионный серы в нефти и нефтепродуктах «СПЕКТРОСКАН S» (исполнение SL) : руководство по эксплуатации РА8.000.000.РЭ. – СПб. : ООО «НДТ-Групп», 2008. – 33 с.
3. Аглонов, С. В. Палеогеодинамика Западно-Сибирской плиты / С. В. Аглонов. // Сов. Геология. – 1989. – № 7. – С. 27–36.
4. Аглонов, С. В. Геодинамика глубоких осадочных бассейнов / С. В. Аглонов. – СПб. : Наука, 2000. – 210 с.
5. Астафьев, Д. А. Тектонический контроль газонефтеносности полуострова Ямал / Д. А. Астафьев, В. А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2006. – № 2. – С. 19–28.
6. Астафьев, Д. А. Тектоническое строение и перспективы нефтегазоносности северной части Западно-Сибирского тафрогена и его обрамления / Д. А. Астафьев, В. А. Шеин // Геология нефти и газа. – 2010. – № 3. – С. 21–31.
7. Афанасенков, А. П. Геохимическая характеристика и нефтегенерационный потенциал мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской областей / А. П. Афанасенков, А. Л. Петров, Э. М. Грайзер // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 109–127.
8. Баженова, О. К. Геология и геохимия нефти и газа / О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов, В. Е. Хаин. – М. : Изд-во МГУ, 2004. – 415 с.
9. Бакиров, А. А. Геология и геохимия нефти и газа / А. А. Бакиров, З. А. Табасаранский, М. В. Бордовская, А. К. Мальцева ; под ред. А. А. Бакирова, З. А. Табасаранского – М. : Недра, 1982. – 288 с.
10. Богородская, Л. И. Кероген: Методы изучения, геохимическая интерпретация / Л. И. Богородская, А. Э. Конторович, А. И. Ларичев. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. – 254 с.

11. Борисова, Л. С. Геохимия низкокипящих углеводородов Северного Приобья / Л. С. Борисова, Е. А. Фурсенко, А. Э. Конторович, Д. А. Дочкин, В. Р. Лифшиц // Геология и геофизика. – 2000. – Т. 41, № 11. – С. 1594–1607.

12. Борисова, Л. С. Геохимия низкомолекулярных углеводородов C₅-C₈ нефтей и конденсатов Западной Сибири / Борисова Л. С., Фурсенко Е. А. // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 7. – С. 861–872.

13. Борисова, Л. С. Комплекс химических и физических методов получения и исследования компонентов органического вещества и нафтидов : Метод. пособие / Л. С. Борисова, Е. А. Фурсенко, Е. А. Костырева, И. Д. Тимошина – Новосибирск : РИЦ НГУ, 2016. – 82 с.

14. Борисова, Л. С. Региональные закономерности изменения физико-химических свойств нефтей нижнего мела (берриас – готерив) Западной Сибири / Л. С. Борисова, Д. В. Косяков, В. О. Красавчиков, Е. А. Фурсенко // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 56–63.

15. Бородкин, В. Н. Вопросы и проблемы индексации клиноформного комплекса неокома Западной Сибири / В. Н. Бородкин, А. М. Брехунцов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 4–5. – С. 46–50.

16. Бородкин, В. Н. Региональные геологические модели неокомского клиноформного комплекса севера Западной Сибири / В. Н. Бородкин, А. М. Брехунцов, И. И. Нестеров (мл.), Л. В. Нечепуренко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 4–5. – С. 50–60.

17. Бородкин, В. Н. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2015. – 300 с.

18. Бостриков, О. И. Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала / О. И. Бостриков, А. И. Ларичев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 6, № 3. – С. 1–19.

19. Бочкарев, В. С. Распространение интрузивных комплексов в фундаменте Западно-Сибирской плиты / В. С. Бочкарев, К. Г. Лукомская, С. А. Тулубаев // Горные ведомости. – 2005. – № 2. – С. 44–49.
20. Бочкарев, В. С. Схема тектоники Урало-Сибирского региона / В. С. Бочкарев, А. М. Брехунцов // Горные ведомости. – 2015. – Т. 137, № 10. – С. 6–39.
21. Брехунцов, А. М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А. М. Брехунцов, Б. В. Монастырев, И. И. Нестеров, В. А. Скоробогатов. – Тюмень : МНП «Геодата», 2020. – 464 с.
22. Брехунцова, Е. А. Особенности формирования и нефтегазоносность осадочного чехла п-ова Ямал / Е. А. Брехунцова, В. И. Кислухин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2001. – № 5. – С. 36–41.
23. Бурухина, А. И. Геохимия нефтей и конденсатов Бованенковского и Восточно-Бованенковского месторождений / А. И. Бурухина // Химия в интересах устойчивого развития. – 2023. – Т. 31, № 1. – С. 98–109.
24. Вассоевич, Н. Б. Основные закономерности, характеризующие органическое вещество современных ископаемых осадков / Н. Б. Вассоевич // Природа органического вещества современных и ископаемых осадков ; под. ред. Н. Б. Вассоевича. – М. : Наука, 1973. – С. 11–59.
25. Вассоевич, Н. Б. Основные стадии развития нефтематеринских свит и их диагностика / Н. Б. Вассоевич, С. Г. Неручев // Нефтегазоматеринские свиты и принципы их диагностики : сб. материалов всесоюз. семинара ; под. ред. Н. Б. Вассоевича, П. П. Тимофеева. – М. : Наука, 1979. – С. 15–30.
26. Вассоевич, Н. Б. Происхождение нефти / Н. Б. Вассоевич // Вестник МГУ. Серия. 4. Геология. – 1975. – № 5. – С. 3–23.
27. Виноградова, Т. Л. Геохимические закономерности изменения состава нефтей при гипергенезе / Т. Л. Виноградова, С. А. Пунанова // Геология нефти и газа. – 2012. – № 3. – С. 44–53.

28. Воробьева, Н. С. Биометки нефтей Западной Сибири / Н. С. Воробьева, З. К. Земскова, В. Г. Пунанов, Г. В. Русинова, Ал. А. Петров // Нефтехимия. – 1992. – Т. 32, № 5. – С. 405–420.

29. Воронов, В. Н. Палеозойские рифогенные постройки – новые нефтегазопроисковые объекты Ямала / В. Н. Воронов, В. К. Коркунов, Д. А. Ивашкева // Геология нефти и газа. – 1997. – № 6. – С. 4–9.

30. . Вышемирский, В. С. Миграция рассеянных битумоидов / В. С. Вышемирский, А. Э. Конторович, А. А. Трофимук – Новосибирск : Наука, 1971. – 168 с.

31. Галимов, Э. М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии / Э. М. Галимов – М. : Недра, 1973. – 384 с.

32. Галимов, Э. М. Исследование органического вещества и газов в осадочных толщах дна Мирового океана / Э. М. Галимов, Л. А. Кодина – М. : Наука, 1982. – 288 с.

33. Галимов, Э. М. Историко-генетическая модель истории нефтегазообразования в глубоких горизонтах севера Западной Сибири / Э. М. Галимов, А. В. Рыльков, Ф. З. Хафизов, А. С. Немченко-Ровенская, В. С. Севастьянов, Г. С. Коробейник // Геология нефти и газа. – 2012. – № 6. – С. 45–53.

34. Герман, Е. В. Геология и геоморфология п-ва Ямал – нового района перспективного для поисков нефти и газа / Е. В. Герман, В. Н. Кисляков, И. В. Рейнин // Геология и нефтегазоносность севера Западной Сибири : Труды ВНИГРИ. Вып. 225. – М. : ВНИГРИ, 1963. – С. 311–329.

35. Гируц, М. В. Адамантаны C_{11} – C_{13} в биодegradированных и небидegradированных конденсатах / М. В. Гируц, А. Р. Строева, Г. А. Гаджиев, О. А. Стоколос, В. Н. Кошелев, Г. Н. Гордадзе // Нефтехимия. – 2014. – Т. 54, № 1. – С. 12–16.

36. Гончаров, И. В. Генерационный потенциал органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область) /

И. В. Гончаров, С. В. Фадеева, В. В. Самойленко, Н. В. Обласов, Е. С. Бахтина // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 12–16.

37. Гончаров, И. В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М. : Недра, 1987. – 181 с.

38. Гончаров, И. В. Использование отношения пристана к фитану в практике геохимических исследований / И. В. Гончаров, Л. Н. Лебедева // Геология нефти и газа. – 1985. – № 9. – С. 46–53.

39. Гончаров, И. В. Природа углеводородных флюидов месторождений севера Западной Сибири (геохимический аспект) / И. В. Гончаров, М. А. Веклич, Н. В. Обласов, В. В. Самойленко, С. В. Фадеева, Р. С. Кашапов, А. В. Жердева, Н. А. Смирнова // Геохимия. – 2023. – Т. 68, № 2. – С. 115–138.

40. Гончаров, И. В. Состав бензиновых углеводородов нефтей Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1985. – № 12. – С. 39–44.

41. Гордадзе, Г. Н. Исследование строения бензольных, спирто-бензольных смол и керогена органического вещества пород (на примере пород баженовской свиты северной части Гыданского полуострова) / Г. Н. Гордадзе, М. В. Гируц, А. Р. Пошибаева, В. В. Пошибаев, А. А. Гаянова, А. В. Постников, О. В. Постникова // Нефтехимия. – 2019. – Т. 59, № 6. – С. 618–631.

42. Гордадзе, Г. Н. Углеводороды нефти и их анализ методом газовой хроматографии: Учебн. пособие / Г. Н. Гордадзе, М. В. Гируц, В. Н. Кошелев. – М. : ООО «МАКС пресс», 2010. – 240 с.

43. Гордадзе, Г. Н. Органическая геохимия углеводородов: Учебн. пособие для вузов. В 2 кн. Кн. 2 / Г. Н. Гордадзе, М. В. Гируц, В. Н. Кошелев. – Москва: ИЦ РГУ, 2013. – 303 с.

44. Гордадзе, Г. Н. Сравнительная информативность геохимических показателей по аренам состава C_8 и высокомолекулярным биомаркерам / Г. Н. Гордадзе, Н. А. Матвеева // Геология нефти и газа. – 1995. – № 1. – С. 35–39.

45. Гордадзе, Г. Н. Термолиз органического вещества в нефтепоисковой геохимии / Г. Н. Гордадзе – М. : Изд-во ИГиРИ, 2002. – 336 с.

46. ГОСТ 2177-99. Нефтепродукты. Метод определения фракционного состава / введ. 2001-01-01. – М. : Стандартинформ, 2006. – 24 с.

47. ГОСТ 33-2000. Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости / введ. 2002-01-01. – М. : Стандартинформ, 2008. – 20 с.

48. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия / введ. 2002-01-08. – М. : Стандартинформ, 2002. – 44 с.

49. ГОСТ Р 51947-2002. Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии / введ. 2003-07-01. – М. : Стандартинформ, 2006. – 10 с.

50. ГОСТ Р 57037-2016. Нефтепродукты. Определение плотности, относительной плотности и плотности в градусах API цифровым плотномером / введ. 2017-07-01. – М. : Стандартинформ, 2016. – 14 с.

51. Грецкая, Е. В. Углеродный потенциал угленосных отложений южного Сахалина / Е. В. Грецкая, М. В. Дахнова // Геохимия. – 2010. – Т. 432, №6. – С. 801–804.

52. Гурари, Ф. Г. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятов, В. И. Демин и др. ; под. ред. В. С. Суркова. – Новосибирск : Наука, 2005. – 156 с.

53. Гурари, Ф. Г. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности – новой нефтяной базы СССР / Ф. Г. Гурари, В. П. Казаринов, Ю. К. Миронов и др. ; под ред. Н. Н. Ростовцева, А. А. Трофимука. – Новосибирск : Изд-во СО АН СССР, 1963. – 201 с.

54. Гусева, А. Н. Практикум по геохимии горючих ископаемых : Учебн. пособие / А. Н. Гусева, Е. В. Соболева. – М. : Изд-во МГУ, 1989. – 136 с.

55. Дахнова, М. В. Геохимия и генезис нефтей Ванкорского месторождения / М. В. Дахнова, Т. П. Жеглова, Г. С. Нечитайло, Е. С. Назарова, Ю. А. Мялкина // Геология нефти и газа. – 2009. – № 5. – С. 30–37.

56. Деревесникова, А. А. Ароматические биомаркеры стеранового и гопанового рядов в верхнедевонских нефтях и битумоидах доманиковых отложений Тимано-

Печорского бассейна / А. А. Деревесникова, Д. А. Бушнев, Н. С. Бурдельная // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2019. – № 5. – С. 3–12.

57. Дешин, А. А. Оценка времени реализации главной фазы нефтеобразования в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири / А. А. Дешин, П. И. Сафронов, Л. М. Бурштейн // Геология нефти и газа. – 2017. – № 4 – С. 33–44.

58. Дешин, А. А. Оценка масштабов генерации углеводородов в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири / А. А. Дешин, Л. М. Бурштейн // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13, № 3. – С. 1–17.

59. Дешин, А. А. Реконструкция истории формирования месторождений углеводородов в арктической части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / А. А. Дешин // Нефтегазовая геология. Теория и практика – 2020. – Т. 15, № 2. – С. 1–21.

60. Добрянский, А. Ф. Геохимия нефти / А. Ф. Добрянский. – Л. : Гостоптехиздат, 1948 – 477 с.

61. Дурмишьян, А. Г. Газоконденсатные месторождения / А. Г. Дурмишьян. – М. : Недра, 1979. – 335 с.

62. Ермолкин, В. И. Критерии прогноза фазовой зональности углеводородов в осадочных толщах земной коры / В. И. Ермолкин, Э. А. Бакиров, Е. И. Сорокова, С. И. Голованова, Ю. В. Самсонов ; под ред. В. И. Ермолкина. – М. : Недра, 1998. – 320 с.

63. Ершов, С. В. Закономерности распределения органического вещества в келловей-нижнеберриасских отложениях западной части Енисей-Хатангского прогиба и прилегающих районах Западно-Сибирской геосинеклизы / С. В. Ершов, Н. С. Ким, А. П. Родченко // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 10. – С. 1578–1592.

64. Ершов, С. В. Проблемы выделения и корреляции стратотипических разрезов неокома Западной Сибири в связи с клиноформным строением / С. В. Ершов // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 8. – С. 1206–1219.

65. Ершов, С. В. Седиментация в раннемеловом бассейне Западной Сибири и её влияние на нефтегазоносность / С. В. Ершов, К. В. Зверев, В. А. Казаненков, Ю. Н. Карогодин // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11-12. – С. 1908–1917.

66. Зинатуллина, Л. И. Оценка перспектив нефтегазоносности доюрских и ниже-среднеюрских отложений полуостровов Ямал и Гыдан / Л. И. Зинатуллина // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 7. – С. 26–33.

67. Иванов, К. С. Складчатый фундамент полуострова Ямал и его структурные связи. / К. С. Иванов, Ю. В. Ерохин, В. Н. Пучков, В. С. Пономарев, Н. П. Костров, В. В. Хиллер – Екатеринбург : Изд-во ИГГ УрО РАН, 2021. – 285 с.

68. Иванова, Н. М. Геологическая модель и перспективы нефтегазоносности территории Гыданской, Юрацкой губ и южной части Карского шельфа / Н. М. Иванова, И. В. Беляев, Ю. В. Сахань, О. В. Левчук // Разведка и охрана недр. – 2011. – № 10. – С. 34–38.

69. Изосимова, А. Н. Характер изменения индивидуального углеводородного состава бензиновых фракций нефтей и конденсатов под влиянием вторичных процессов / А. Н. Изосимова, О. Н. Чалая, И. Н. Андреев // Геология и геофизика. – 1989. – № 1. – С. 71–79.

70. Ильинская, В. В. Генетическая связь углеводородов органического вещества пород и нефтей / В. В. Ильинская. – М. : Недра, 1985. – 175 с.

71. История геологического поиска: к 50-летию открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Сост. Н. Балмышева, С. Потапов ; под ред. А. Шедченко. – М. : Пента, 2003. – 288 с.

72. Казаков, А. М. Границы основных стратиграфических подразделений триасовой системы Западной Сибири / А. М. Казаков // Триас Западной Сибири : Материалы Стратиграфического совещания по мезозою Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 2001. – С. 6–15.

73. Казаков, А. М. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система / А. М. Казаков, А. Г. Константинов, Н. И. Курушин, Н. К. Могучева, Е. С. Соболев, А. Ф. Фрадкина, А. В. Ядренкин, В. П. Девятов, Л. В. Смирнов. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002 – 322 с.

74. Казаков, А. М. Стратиграфия нижней и средней юры севера Западной Сибири. / А. М. Казаков, В. П. Девятков // Стратиграфия и палеонтология докембрия и фанерозоя Сибири ; под. ред. В. С. Суркова и др. – Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 1990. – С. 110–118.

75. Казаненков, В. А. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов / В. А. Казаненков, С. В. Ершов, С. В. Рыжкова, Е. В. Борисов, Е. В. Пономарева, Н. И. Попова, М. Н. Шапорина // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 27–49.

76. Казаринов, В. П. Мезозойские и кайнозойские отложения Западной Сибири / В. П. Казаринов. – М. : Гостоптехиздат, 1958. – 324 с.

77. Каррер, П. Курс органической химии / П. Каррер – Л. : Гос. науч.-техн. изд-во хим. литературы, 1960. – 1215 с.

78. Схема нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Лист 1. / Сост. А. В. Шпильман, И. И. Нестеров. – 2010. – 1 л.

79. Каширцев, В. А. Биодеграция насыщенных циклических хемофоссилий / В. А. Каширцев, А. Э. Конторович, Р. П. Филп, О. Н. Чалая, И. Н. Зуева, И. К. Иванова, Н. П. Меметова // Геология и геофизика – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1792–1800.

80. Каширцев, В. А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы / В. А. Каширцев. – Якутск : Изд-во СО РАН, 2003. – 159 с.

81. Каширцев, В. А. Природные битумы северо-востока Сибирской платформы / В. А. Каширцев – Якутск : Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1988. – 126 с.

82. Каширцев, В. А. Терпановые и стерановые углеводороды в углях различных генетических типов Сибири / В. А. Каширцев, В. И. Москвин, А. Н. Фомин, О. Н. Чалая // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51, № 4. – С. 516–524.

83. Кислухин, В. И. Верхнеюрские отложения севера Западной Сибири / В. И. Кислухин, Е. А. Брехунцова, И. В. Кислухин, А. А. Шрейнер,

О. Ю. Картовицкая, Н. Я. Дещеня, Е. А. Бекина // Горные ведомости. – 2006. – № 1. – С. 26 – 38.

84. Кислухин, В. И. Особенности геологического строения верхнеюрских осадочных образований на полуострове Ямал / В. И. Кислухин, Е. А. Брехунцова, А. А. Шрейнер // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 4–5. – С. 30–34.

85. Кислухин, И. В. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юрско-неокомских отложений полуострова Ямал / И. В. Кислухин ; под ред. И. И. Нестерова. – Тюмень : Изд-во ТюмГНГУ, 2012. – 116 с.

86. Клещев, К. А. Нефтяные и газовые месторождения России: Справочник в 2 кн. Кн. 2. Азиатская часть России / К. А. Клещев, В. С. Шеин – М. : Изд-во ВНИГНИ, 2010. – 720 с.

87. Козловский, Е. А. К истории освоения Западно-Сибирской нефтегазовой провинции / Е. А. Козловский // Роснедра. – 2018. – Режим доступа: <https://www.rosnedra.gov.ru/article/9736.html>.

88. Колесников, А. Ю. Реликтовые и полициклические ароматические углеводороды как показатели условий генезиса нефтей / А. Ю. Колесников, О. В. Найденов, И. А. Матвеева // Нефтехимия. – 1991. – Т. 31, № 6. – С. 723–736.

89. Конторович, А. Э. «Холодная» и «ультразвуковая» экстракция битумоидов из пород / А. Э. Конторович, Б. Г. Винокур ; под ред. В. И. Бгатова, А. Э. Конторовича // Вопросы литологии и геохимии Сибири : Труды СНИИГГиМС. Сер. Литология и геохимия. Вып. 46 – Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 1967. – С. 195–206.

90. Конторович, А. Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, В. С. Сурков, А. А. Трофимук, Ю. Г. Эрвье – М. : Недра, 1975. – 680 с.

91. Конторович, А. Э. Геохимические критерии нефтегазоносности и условия формирования скоплений нефти и газа в мезозойских отложениях севера Западно-Сибирской плиты / А. Э. Конторович, Л. И. Богородская, С. И. Голышев, О. Ф. Стасова, А. С. Фомичев, В. Е. Андрусевич, Н. М. Бабина, В. М. Мельникова,

Л. Ф. Липницкая, Л. С. Озеранская, А. А. Шевченко ; под. ред. А. Э. Конторовича, А. А. Растегина // Критерии прогноза нефтегазоносности провинций Сибири: Труды СНИИГГиМС. Вып. 283. – Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 1980. – С. 86–127.

92. Конторович, А. Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности / А. Э. Конторович // Труды СНИИГГиМС. Сер. Нефтяная геология. Вып. 229. – М. : Недра, 1976. – 250 с.

93. Конторович, А. Э. Геохимия и катагенетические превращения керогена баженовского горизонта / А. Э. Конторович, Л. И. Богородская, Л. С. Борисова, Л. М. Бурштейн, З. Р. Исмагилов, О. С. Ефимова, Е. А. Костырева, Н. М. Лемина, С. В. Рыжкова, С. А. Созинов, А. Н. Фомин, В. Р. Лившиц // Геохимия. – 2019. – Т. 64, № 6. – С. 585 – 593.

94. Конторович, А. Э. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности / А. Э. Конторович, Е. Л. Берман, Л. И. Богородская, Б. Г. Винокур, М. М. Колганова, Л. Ф. Липницкая, В. М. Мельникова, О. Ф. Стасова, А. С. Фомичев ; под. ред. А. А. Трофимука // Труды СНИИГГиМС. Серия Нефтяная геология. Вып. 36. – М. : Недра, 1971. – 252 с.

95. Конторович, А. Э. Закономерности фракционирования изотопов углерода в седикахитах / А. Э. Конторович, Л. И. Богородская, С. И. Голышев // Геология и геофизика. – 1985. – № 9. – С. 34–42.

96. Конторович, А. Э. Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти / А. Э. Конторович, Н. А. Верховская, И. Д. Тимошина, А. С. Фомичев // Геология и геофизика. – 1986. – № 5. – С. 3–12.

97. Конторович, А. Э. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, Н. А. Малышева, П. И. Сафронов, С. А. Гуськов, С. В. Ершов, В. А. Казаненков, Н. С. Ким, В. А. Конторович, Е. А. Костырева, В. Н. Меленевский, В. Р. Лившиц,

А. А. Поляков, М. Б. Скворцов // Геология и геофизика. – 2013б. – Т. 54, № 8. – С. 1179–1226.

98. Конторович, А. Э. К геохимии нефтей Западно-Сибирской низменности / А. Э. Конторович, О. Ф. Стасова // Геология и геофизика. – 1964. – Т. 5, № 2. – С. 13–24.

99. Конторович, А. Э. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири : Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн / А. Э. Конторович, В. С. Сурков, А. А. Трофимук, В. Е. Андрусевич, С. А. Афанасьев, Е. А. Гайдебурова, В. В. Гребенюк, В. П. Данилова, Н. П. Запивалов, Ю. Н. Карогодин, В. А. Каштанов, В. А. Конторович, В. И. Краснов, М. А. Левчук, В. Н. Меленевский, В. И. Москвин, Л. В. Смирнов, А. Н. Фомин, А. С. Фомичев, Г. С. Фрадкин ; под ред. А. Э. Конторовича. – Новосибирск : Изд-во ОИГГМ СО РАН. – 1994. – 201 с.

100. Конторович, А. Э. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А. Э. Конторович, Н. М. Бабина, Л. И. Богородская, Б. Г. Винокур, Ю. Г. Зимин, М. М. Колганова, Л. Ф. Липницкая, А. Д. Луговцов, В. М. Мельникова, Г. М. Парпарова, Е. А. Рогозина, О. Ф. Стасова, П. А. Трушков, А. С. Фомичев ; гл. ред. Э. Э. Фатиади // Труды СНИИГГИМС. Серия Нефтяная геология. Вып. 50. – Л. : Недра, 1967. – 223 с.

101. Конторович, А. Э. Образование нефти и газа в земной коре / А. Э. Конторович // Справочник по геологии нефти и газа; под ред. Н. А. Еременко. – М. : Недра, 1984. – С. 451–469.

102. Конторович, А. Э. Органическая геохимия абалакской свиты Западно-Сибирского нефтегазогенерационного бассейна / А. Э. Конторович, В. П. Данилова, Е. А. Костырева, В. Н. Меленевский, Л. Г. Глинская, М. А. Левчук, В. И. Москвин, А. Н. Фомин, Н. Т. Юдина // Геология нефти и газа. – 2000. – Т. 41, № 4. – С. 459–478.

103. Конторович, А. Э. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. / А. Э. Конторович, И. Д. Полякова, О. Ф. Стасова, П. А. Трушков, Н. М. Бабина, Л. И. Богородская, В. П. Данилова, Т. В. Зуева,

М. М. Колганова, Л. Ф. Липницкая, В. М. Мельникова, А. С. Фомичев // Труды СНИИГГиМСа. Серия Нефтяная геология. Вып. 164. – М. : Недра, 1974. – 189 с.

104. Конторович, А. Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А. Э. Конторович, С. В. Ершов, В. А. Казаненков, Ю. Н. Карогодин, В. А. Конторович, Н. К. Лебедева, Б. Л. Никитенко, Н. И. Попова, Б. Н. Шурыгин // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 745–776.

105. Конторович, А. Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова, Б. Н. Шурыгин, Л. Г. Вакуленко, Е. А. Гайденбурова, В. П. Данилова, В. А. Казаненков, Н. С. Ким, Е. А. Костырева, В. И. Москвин, П. А. Ян // Геология и геофизика. – 2013а. – Т. 54, № 8. – С. 972–1012.

106. Конторович, А. Э. Прогноз месторождений нефти и газа / А. Э. Конторович, Э. Э. Фотиади, В. И. Демин, В. Б. Леонтович, А. А. Растегин. – М. : Недра, 1981. – 350 с.

107. Конторович, А. Э. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / А. Э. Конторович, С. Ф. Бахтуров, А. К. Башарин, С. Ю. Беляев, Л. М. Бурштейн, А. А. Конторович, В. А. Кринин, А. И. Ларичев, Г. Ли, В. Н. Меленевский, И. Д. Тимошина, Г. С. Фрадкин, А. В. Хоменко // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40, № 11. – С. 1676–1693.

108. Конторович, А. Э. Ресурсы газа и нефти Ямало-Ненецкого автономного округа и стратегия их освоения / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, В. Р. Лившиц, А. Н. Фомин, Г. Г. Шемин, Н. Х. Кулахметов, А. В. Рыльков, И. Л. Левинзон, О. М. Ермилов, С. А. Рыльков, Г. М. Терешенков, Ф. З. Хафизов, А. М. Брехунцов, В. С. Бочкарев, В. Н. Бородкин, Н. П. Дещеня, М. И. Мишульский // Геология нефти и газа. – 1998 – № 9. – С. 2–9.

109. Конторович, А. Э. Типы нефтей в осадочной оболочке Земли / А. Э. Конторович, О. Ф. Стасова // Геология и геофизика. – 1978. – Т. 19, № 8. – С. 3–13.

110. Конторович, А. Э. Углеводороды-биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) / А. Э. Конторович, К. Е. Петерс, Дж. М. Молдован, В. Е. Андрусевич, Д. Дж. Демейсон, О. Ф. Стасова, Б. Дж. Хьюзинге // Геология и геофизика. – 1991. – № 10. – С. 3–34.

111. Конторович, А. Э. Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии / А. Э. Конторович, В. Н. Меленевский, Е. Н. Иванова, А. Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 7. – С. 873–883.

112. Конторович, В. А. История тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / В. А. Конторович, Д. В. Аюнова, И. А. Губин, А. Ю. Калинин, Л. М. Калинина, А. Э. Конторович, Н. А. Малышев, М. Б. Скворцов, М. В. Соловьев, Е. С. Сурикова // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3–4. – С. 423–444.

113. Конторович, В. А. Сейсмогеологическая характеристика осадочных комплексов и нефтегазоносность Ямальской, Гыданской и Южно-Карской нефтегазоносных областей (Арктические регионы Западной Сибири, шельф Карского моря) / В. А. Конторович, Д. В. Аюнова, С. М. Гусева, Л. М. Калинина, А. Ю. Калинин, М. С. Канаков, М. В. Соловьев, Е. С. Сурикова, Т. Н. Торопова // Геофизические технологии – 2018. – № 4 – С. 10–26.

114. Конторович, В. А. Сейсмогеологические модели и нефтегазоносность берриас-аптских отложений Ямальской, Гыданской и Южно-Карской нефтегазоносных областей (арктические регионы Западной Сибири и шельф Карского моря) / В. А. Конторович, Д. В. Аюнова, С. М. Ибрагимова, А. Ю. Калинин, Л. М. Калинина, М. В. Соловьев, Т. Н. Торопова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – 2023. – Т. 377, № 5. – С. 25–39.

115. Конторович, В. А. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович, С. Ю. Беляев,

А. Э. Конторович, В. О. Красавчиков, А. А. Конторович, О. И. Супруненко // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1832–1845.

116. Корчагина, Ю. И. Методы интерпретации аналитических данных о составе рассеянного органического вещества / Ю. И. Корчагина, О. П. Четверикова. – М. : Недра, 1980. – 228 с.

117. Костырева, Е. А. Геохимия органического вещества баженовской свиты севера Хантейской антеклизы / Е. А. Костырева, И. С. Сотнич // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3–4. – С. 533–543.

118. Кудрявцев, Н. А. Генезис нефти и газа / Н. А. Кудрявцев. – Л. : Недра, 1973. – 216 с.

119. Кулахметов, Н. Х. Литолого-фациальное районирование верхней юры севера Западной Сибири как основа оценки нефтегазоносности / Н. Х. Кулахметов, В. И. Кислухин, П. Я. Зининберг ; под ред. В. С. Суркова, Н. В. Марасанова // Геология и оценка нефтегазового потенциала Западной Сибири : Сб. научн. трудов. – М. : Наука, 1994. – С. 59–72.

120. Куркин, А. А. Уточнение перспектив нефтегазоносности востока Ямала на основе детальной модели геологического развития : дисс. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.12 / Куркин Александр Анатольевич. – Тюмень, 2019. – 219 с.

121. Лобусев, М. А. Концепция формирования Арктической газоносной провинции Западной Сибири : дисс. ... д-ра геол.-мин. наук : 25.00.12 / Лобусев Михаил Александрович. – М., 2020. – 277 с.

122. Лопатин, Н. В. Баженовская нефтяная система в зоне сочленения Сургутского и Нялинского сводов Западной Сибири / Н. В. Лопатин, И. М. Кос, Т. П. Емец // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 1. – С. 18–37.

123. Лопатин, Н. В. Об изотопно-геохимической характеристике нефтей и органического вещества глин тюменской свиты Западно-Сибирского бассейна / Н. В. Лопатин, М. А. Мойя, Т. П. Емец // Геология нефти и газа. – 1992. – № 4. – С. 24–29.

124. Лопатин, Н. В. Пиролиз в нефтегазовой геохимии / Н. В. Лопатин, Т. П. Емец. – М. : Наука, 1987. – 145 с.
125. Лопатин, Н. В. Углеводородный потенциал баженовской свиты Западной Сибири в свете данных пиролиза / Н. В. Лопатин, Т. П. Емец, С. Л. Зубайраев, В. Н. Литвинова // Геология и геофизика. – 1987. – № 7. – С. 25–31.
126. Лопатин, Н. В. Углеводородный потенциал баженовской свиты Западной Сибири в свете данных пиролиза / Н. В. Лопатин, Т. П. Емец, С. Л. Зубайраев, В. Н. Литвинова // Геология и геофизика. – 1987. – Т. 28, № 7. – С. 25–31.
127. Люгай, Д. В. Особенности нефтегазоносности полуострова Ямал в связи с оценкой перспектив южной части Карского моря / Д. В. Люгай, Д. А. Соин, А. Н. Скоробогатько // Вести газовой науки. – 2017. – № 3. – С. 29–35.
128. Маринов, В. А. Палеогеография северных и центральных районов полуострова Ямал в меловое время / В. А. Маринов, С. В. Ершов, А. Ю. Нехаев, Д. П. Юшин // Горные ведомости. – 2007. – № 8. – С. 6–15.
129. Меленевский, В. Н. Методические рекомендации по применению пиролитических методов моделирования в органической геохимии / В. Н. Меленевский. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1991. – 50 с.
130. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. – М. : Минприроды России, 2016. – 32 с.
131. Немченко, Н. Н. Прогноз фазового состояния УВ на больших глубинах в Западной Сибири / Н. Н. Немченко, А. С. Ровенская, Л. Ш. Гиршгорн // Геология нефти и газа. – 1989. – № 11. – С. 2–8.
132. Немченко, Н. Н. Происхождение природных газов гигантских газовых залежей севера Западной Сибири / Н. Н. Немченко, А. С. Ровенская, М. Шюелл // Геология нефти и газа. – 1999. – № 1–2. – С. 45–46.
133. Неручев, С. Г. Справочник по геохимии нефти и газа / С. Г. Неручев, Е. А. Рогозина, В. К. Шиманский и др ; под ред. С. Г. Неручева. – СПб. : Недра, 1998. – 576 с.

134. Нефть и газ Тюмени в документах. Т. 1: 1901-1965 / Сост. В. Н. Клепиков, М. М. Никифорова, Н. Д. Радченко и др. – Свердловск : Средне-Уральское книжное изд-во, 1971. – 450 с.
135. Нечаева, О. Л. К вопросу о генетической типизации конденсатов / О. Л. Нечаева // Геология нефти и газа. – 1998. – № 7. – С. 21–26.
136. Нечаева, О. Л. О влиянии фазово-ретроградных процессов на биомаркерные показатели / О. Л. Нечаева // Геология нефти и газа. – 2003. – № 3. – С. 37–40.
137. Никитенко, Б. Л. Стратиграфия, палеобиогеография и биофации юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды) / Б. Л. Никитенко. – Новосибирск : Параллель, 2009. – 680 с.
138. Открытые горизонты Т. 1 / Сост. А. М. Брехунцов, В. Н. Битюков. – Тюмень : ОАО «Сибирский научно-аналитический центр», 2005. – 660 с.
139. Открытые горизонты. Т. 2 / Сост. А. М. Брехунцов, В. Н. Битюков. – Екатеринбург : Средне-Уральское книжное изд-во, 2002. – 660 с.
140. Петров, А. А. Углеводороды нефти / Ал. А. Петров. – М. : Наука, 1984. – 264 с.
141. Петров, А. А. Масс-спектры нефтяных углеводородов : Справочник (Атлас) / Ал. А. Петров, Л. С. Головкина, Г. В. Русинова ; под ред. Ал. А. Петрова. – М. : Недра, 1986. – 309 с.
142. Полякова, И. Д. Нефтегазоматеринские толщи Арктики / И. Д. Полякова // Литология и полезные ископаемые. – 2015. – Т. 50, № 1. – С. 30–54.
143. Попов, С. А. Моделирование нафтидогенеза Южного Ямала / С. А. Попов, В. И. Исаев // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 3, № 2. – С. 80–104.
144. Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2006. – 29 с.
145. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

146. Решение II Межведомственного регионального стратиграфического совещания по докембрию и фанерозою Северо-Востока СССР. – Магадан, 1978. – 215 с.

147. Решение III Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. – Новосибирск, 1981. – 91 с.

148. Решения IV Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины ; под ред. И. И. Нестерова и др. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. – 54 с.

149. Родченко, А. П. Геохимия органического вещества верхнеюрских отложений северо-востока Западной Сибири и генезис меловых нефтей региона / А. П. Родченко // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 107–118.

150. Рудкевич, М. Я. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / М. Я. Рудкевич, Л. С. Озеранская, Н. Ф. Чистякова, В. А. Корнев, Е. М. Максимов. – М. : Недра, 1988. – 303 с.

151. Рудкевич, М. Я. Тектоника и генезис Западно-Сибирской плиты в свете новых геолого-физических данных / М. Я. Рудкевич // Тектоника Сибири. Т. IX ; отв. ред. И. В. Лучицкий. – Новосибирск: Наука, 1980. – С. 23–30.

152. Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества горных пород (для лабораторий геологоразведочных организаций) / Сост. коллект. ВНИГРИ и ВНИГНИ ; под. ред. В. А. Успенского, К. Ф. Родионовой, А. И. Горской, А. П. Шишкова. – Л. : Недра, 1966. – 316 с.

153. Рыжкова, С. В. Фациально-стратиграфическое районирование келловей-кимериджских отложений Западно-Сибирского осадочного бассейна / С. В. Рыжкова, Л. Г. Вакуленко, В. А. Казаненков, А. Э. Конторович, В. А. Конторович, Б. Л. Никитенко, Б. Н. Шурыгин, Е. В. Борисов, Л. М. Калинина, А. Ю. Нехаев, Е. В. Пономарева, М. А. Фомин, П. А. Ян // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61, № 3. – С. 409–421.

154. Сафонова, Г. И. Катагенетические изменения нефтей в залежах / Г. И. Сафонова – М. : Недра, 1974. – 151 с.

155. Сафронов, П. И. Геология и условия формирования месторождений нефти и газа в Северо-Тазовском очаге генерации и аккумуляции углеводородов : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.12 / Сафронов Павел Иванович. – Новосибирск, 2018. – 22 с.

156. Скоробогатов, В. А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В. А. Скоробогатов, Л. В. Строганов, В. Д. Копеев – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с.

157. Скоробогатов, В. А. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... / В. А. Скоробогатов, Л. В. Строганов – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 261 с.

158. Скоробогатова, Е. В. Роль и значение Ямало-Карского региона в развитии газовой отрасли промышленности Западной Сибири и России до 2060 г. / Е. В. Скоробогатова // Вести газовой науки. – 2023. – Т. 53, № 1. – С. 337–349.

159. Слинкин, А. В. Моделирование процессов генерации углеводородов в разрезе Mz-Kz осадочного чехла Гыданской нефтегазоносной области / А. В. Слинкин // Известия вузов. Нефть и газ. Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа. – 2013. – № 6. – С. 24–28.

160. Соболева, Е. В. Влияние геолого-геохимических условий формирования залежей на состав и свойства углеводородных флюидов (на примере Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения) / Е. В. Соболева, М. А. Большакова, Т. Н. Корнева, И. М. Натитник, В. В. Мальцев, И. А. Санникова, Р. С. Сауткин // Георесурсы. – 2019. – Т. 21, № 2. – С. 190–202.

161. Соболева, Е. В. Генетические особенности и перспективы поисков нефтяных скоплений на Ямале / Е. В. Соболева, Л. В. Строганов // Геология нефти и газа. – 1993. – № 6. – С. 6–10.

162. Соин, Д. А. Термобарические условия размещения скоплений углеводородов в мезозойских толщах и прогноз нефтегазоносности юрских отложений Ямальской области Западной Сибири : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Соин Дмитрий Александрович – М., 2010. – 24 с.

163. Старобинец, И. С. Газогеохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений / И. С. Старобинец. – М. : Недра, 1986. – 200 с.

164. Старобинец, И. С. Геолого-геохимические особенности газоконденсатов / И. С. Старобинец. – Л. : Недра, 1974. – 151 с.

165. Стасова, О. Ф. Типы нефтей и конденсатов в мезозойских отложениях севера Западно-Сибирской плиты / О. Ф. Стасова, В. Е. Андрусевич // Органическая геохимия мезозойских и палеозойских отложений Сибири : Труды СНИИГГиМС. Вып. 288. – Новосибирск, 1981. – С. 29–36.

166. Строганов, Л. В. Генетическая зональность размещения газоконденсатных залежей и прогноз нефтегазоносности п-ова Ямал / Л. В. Строганов // Геология нефти и газа. – 1989. – № 4. – С. 12–15.

167. Ступакова, А. В. Моделирование процессов образования углеводородов на территории Южно-Карской впадины / А. В. Ступакова, Г. С. Казанин, Г. И. Иванов, Т. А. Кирюхина, И. А. Курасов, В. В. Мальцев, С. П. Павлов, Г. В. Ульянов // Разведка и охрана недр. – 2014. – №4. – С. 47–51.

168. Сурков, В. С. Строение и нефтегазоносность фундамента Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, Л. В. Смирнов // Отечественная геология. – 2003. – № 1. – С. 10–16.

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

170. Сурков, В. С. Триасовая рифтовая система Западно-Сибирской плиты, ее влияние на структуру и нефтегазоносность платформенного мезозойского чехла / В. С. Сурков, А. А. Трофимук, О. Г. Жеро, А. Э. Конторович, Л. В. Смирнов // Геология и геофизика. – 1982. – Т. 23, № 8. – С. 3–15.

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

172. Тимошина, И. Д. Геохимия органического вещества бурых углей Барзасского месторождения Кузбасса / И. Д. Тимошина, А. Н. Фомин, А. Э. Конторович // Геология нефти и газа. – 2024. – № 2. – С. 73–86.

173. Тиссо, Б. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте. – М. : Мир, 1981. – 501 с.

174. Ульянов, Г. В. Геолого-геохимические предпосылки газонефтеносности юрских отложений Южно-Карской впадины : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Ульянов Григорий Викторович – М., 2011. – 24 с.

175. Фомин, А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / А. Н. Фомин ; под ред. А. Э. Конторовича. – Новосибирск : Изд-во ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

176. 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. – Т. 29, № 4. – С. 507–522.

177. Фурсенко, Е. А. Геохимия низкомолекулярных углеводородов нефтей и конденсатов Надым-Тазовского междуречья и северных районов Широного Приобья (Западная Сибирь) / Е. А. Фурсенко ; под ред. А. Э. Конторовича. – Новосибирск : Изд-во ИНГГ СО РАН, 2014. – 146 с.

178. Фурсенко, Е. А. Роль процессов биodeградации в формировании состава нефтей и конденсатов из нижнемеловых отложений Западной Сибири / Е. А. Фурсенко, Л. С. Борисова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 44–51.

179. 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. – Т. 66, № 12. – С. 1077–1105.

180. Фурсенко, Е. А. Физико-химические свойства, геохимия конденсатов из залежей средней юры Малоямальского месторождения (Западная Сибирь) и адамантаны в них / Е. А. Фурсенко, Г. С. Певнева, В. А. Казаненков, Н. Г. Воронецкая, А. К. Головкин, В. А. Каширцев // Георесурсы. – 2019. – Т. 21, № 3. – С. 39–47.

181. Фурсенко, Е. А. Геохимия нефтей баженовского горизонта (западная Сибирь) / Е. А. Фурсенко, А. Э. Конторович, Е. А. Костырева, Н. Л. Падалко, А. П. Родченко, С. В. Рыжкова // Геология и геофизика. – 2024. – Т. 65, № 1. – С. 101–116.
182. Хаин, В. Е. Тектоника континентов и океанов (год 2000) / В. Е. Хаин. – М. : Научный мир, 2001. – 606 с.
183. Хант, Дж. Геохимия и геология нефти и газа / Дж. Хант – М. : Мир, 1982. – 703 с.
184. Чахмахчев, А. В. Прогноз фазово-генетических типов углеводородных залежей Ямала / А. В. Чахмахчев, Т. Л. Виноградова, А. С. Дошко // Геология нефти и газа. – 1990. – № 4. – С. 4–8.
185. Чахмахчев, А. В. Углеводороды-биомаркеры при геохимической оценке перспектив нефтегазоносности Ямала / А. В. Чахмахчев, Н. Сузуки, В. А. Чахмахчев // Геохимия. – 1995. – № 5. – С. 665–676.
186. Чахмахчев, В. А. Геохимические и палеогеотермические аспекты оценки перспектив нефтегазоносности / В. А. Чахмахчев, Т. П. Волкова // Геология нефти и газа. – 1994. – № 6. – С. 10–13.
187. Чахмахчев, В. А. Геохимические показатели фациально-генетических типов исходного органического вещества / В. А. Чахмахчев, Т. Л. Виноградова // Геохимия. – 2003. – № 5. – С. 554–560.
188. Чахмахчев, В. А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем / В. А. Чахмахчев. – М. : Недра, 1983. – 231 с.
189. Чахмахчев, В. А. Качественный прогноз нефтегазоносности по составу легких углеводородов / В. А. Чахмахчев, Т. Л. Виноградова // Геология нефти и газа. – 1979. – № 10. – С. 18–26.
190. Чернов, А. В. Комплексный подход к изучению ачимовских отложений в пределах Южно-Тамбейского месторождения (Западная Сибирь) / А. В. Чернов, А. Г. Кощеев, Е. А. Потапова, А. Ю. Смирнов, А. А. Пашинский, А. А. Рассказов // Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 3. – С. 40–48.

191. Шадрина, Е. С. Природа нефтей и газов Гыданского полуострова / Е. С. Шадрина, В. В. Самойленко, И. В. Гончаров // «Химия нефти и газа» : Сб. материалов X международной конференции (1–5 октября 2018 г., г. Томск). – Томск : Издательский Дом ТГУ, 2018. – С. 704–704.

192. Шевченко, Н. П. Геохимия бензиновых фракций конденсатов полуострова Ямал / Н. П. Шевченко, Е. А. Фурсенко, В. А. Каширцев, Е. В. Карташов // «Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016» : Сб. материалов XII международного научного конгресса. Т. 1. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» (18–22 апреля 2016 г., г. Новосибирск). – Новосибирск : Изд-во СГУГиТ, 2016 – С. 180–184.

193. Шемин, Г. Г. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского периода севера Западной Сибири и акватории Карского моря в масштабе 1 : 2 000 000 и Объяснительная записка / Г. Г. Шемин, Л. Г. Вакуленко, В. И. Москвин, В. В. Сапьяник, А. Л. Бейзель, Е. В. Деев, А. Ю. Нехаев, А. А. Сюрин – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2015. – 88 с. + 1 л.

194. Шемин, Г. Г. Детальная корреляция и уточненное фациальное районирование келловей-верхнеюрских нефтегазоносных отложений сибирского сектора Арктики / Г. Г. Шемин, В. А. Верниковский, Е. В. Деев, П. А. Глазырин, В. В. Сапьяник, А. Г. Вахромеев, Н. В. Первухина, М. Ю. Смирнов // Геология нефти и газа. – 2023. – № 1 – С. 27–51.

195. Шемин, Г. Г. Литолого-палеогеографические реконструкции среднеюрской эпохи севера Западной Сибири и акватории Карского моря / Г. Г. Шемин, Л. Г. Вакуленко, В. И. Москвин, В. В. Сапьяник // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2016. – Т. 26, № 2 – С. 65–77.

196. Шемин, Г. Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции / Г. Г. Шемин. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2014 – 362 с.

197. Шиманский, В. К. Возможности определения возраста нефти по параметрам ее состава / В. К. Шиманский // Актуальные вопросы геохимии нефти и газа ; науч.

ред. В. С. Соболев, В. В. Тихомиров : Труды ВНИГРИ. – Л. : Изд-во ВНИГРИ, 1984. – С. 96–103.

198. Шурыгин, Б. Н. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б. Н. Шурыгин, Б. Л. Никитенко, В. П. Девятков, В. И. Ильина, С. В. Меледина, Е. А. Гайдебурова, О. С. Дзюба, А. М. Казаков, Н. К. Могучева – Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. – 480 с.

199. Язикова, С. А. Оценка масштабов генерации углеводородов в Баженовском горизонте на севере Западной Сибири / С. А. Язикова, А. А. Дешин // Нефтегазовая геология. Теория и практика – 2024. – Т. 19, № 4. – С. 1–25.

200. Якубсон, З. В. Фазовое поведение углеводородов газонефтяной смеси при изменении в системе содержания газа / З. В. Якубсон, Н. В. Головина // Научно-прикладные аспекты геохимии нефти и газа ; отв. ред. В. И. Тихомиров, В. А. Чахмахчев : Труды ИГиРГИ. – М. : Изд-во ИГиРГИ, 1991. – С. 171–180.

201. Banet, A. C. A comparison of crude oil chemistry on America's North Slope: Chukchi Sea-Mackenzie Delta / A. C. Jr. Banet // BLM-Alaska Technical report 17. – Alaska : Bureau of Land Management, 1994. – 51 p.

202. Behar, F. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments / F. Behar, V. Beaumont, H. L. Pentead, B. De // Oil & Gas Science and Technology. – 2001. – V. 56, No. 2. – P. 111–134.

203. Brooks, P. W. Biological marker geochemistry of oils from the Beaufort-Mackenzie region, Arctic Canada / P. W. Brooks // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. – 1986. – V. 34, No. 4. – P. 490–505.

204. Chakhmakhchev, A. Geochemical characteristics of oils and source rocks in the Yamal peninsula, West Siberia, Russia / A. Chakhmakhchev, Y. Sampei, N. Suzuki // Organic Geochemistry. – 1994. – V. 22, No. 2. – P. 311–322.

205. Connan, J. Biodégradation of crude oil in Aquitaine basin / J. Connan, A. Restle, P. Albrecht // Phys. and Chem. Earth. – 1979. – No. 12. – P. 1–17.

206. Connan, J. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels / J. Connan, A. Cassou // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1980. – V. 44, No. 1. – P. 1–23.

207. Curiale, J. A. The petroleum geochemistry of Canadian Beaufort Tertiary 'non-marine' oils / J. A. Curiale // *Chemical Geology*. – 1991. – V. 93, No. 1–2. – P. 21–45.

208. Dai, J. Identification and distinction of various alkane gases / J. Dai // *Science in China*. – 1992. – V. 35, No. 10. – P. 1246–1257.

209. Dewar, M. J. S. A molecular Orbital Theory of Organic Chemistry. VI. Aromatic substitution and addition / M. J. S. Dewar // *Journal of the American Chemical Society*. – 1952. – V. 74, No. 13. – P. 3357–3363.

210. Espitalie, J. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications (Deuxième partie) / J. Espitalie, G. Deroo, F. Marguis // *Revue de JJFP*. – 1985. – V. 40, No. 6. – P. 755–784.

211. Espitalie, J. Rock-Eval pyrolysis / J. Espitalie, M. L. Bordenave // *Applied Petroleum Geochemistry* ; ed. by M. L. Bordenave. – Paris : Technip, 1993. – P. 237–361.

212. Fjellanger, E. Charging the giant gas fields of the NW Siberia basin / E. Fjellanger, A. E. Kontorovich, S. A. Barboza, L. M. Burshtein, M. J. Hardy, V. R. Livshits // *Petroleum Geology: From Mature Basins to New Frontiers : Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference*. V. 7. – London : Geological Society, Petroleum Geology Conference Series. – 2010. – P. 659–668.

213. Fursenko, E. A. Geochemistry of Condensates of Maloyamal'skoe Field (Yamal Peninsula, Western Siberia) / E. A. Fursenko, N. S. Kim // *Petroleum Chemistry*. – 2019. – V. 59, No. 10. – P. 1138–1146.

214. Gentzis, T. Thermal maturity and source-rock potential of the sedimentary succession from the Drake Field, Sverdrup Basin, Arctic Canada / T. Gentzis, F. Goodarzi // *Journal of Petroleum Geology*. – 1993. – V. 16, No. 1. – P. 33–54.

215. George, S. C. The effect of minor to moderate biodegradation on C₅ to C₉ hydrocarbons in crude oils / S. C. George, C. J. Boreham, S. A. Minifie, S. C. Teerman // *Organic Geochemistry*. – 2002. – No. 33. – P. 1293–1317.

216. Grantham, P. J. The occurrence of unusual C₂₇ and C₂₉ sterane predominances in two types of Oman crude oil / P. J. Grantham // *Organic Geochemistry*. – 1986. – V. 9, No. 1. – P. 1–10.

217. Grantham, P. J. Variation in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time / P. J. Grantham, L. L. Wakefield // *Organic Geochemistry*. – 1988. – V. 12, No. 1. – P. 61–73.

218. Halpern, H. I. Development and applications of light-hydrocarbon-based star diagrams / H. I. Halpern // *AAPG Bulletin*. – 1995. – V. 79, No. 6. – P. 801–815.

219. Haven, H. L. Applications and limitations of Mango's light hydrocarbon parameters in petroleum correlation studies / H. L. Haven // *Organic Geochemistry*. – 1996. – No. 24. – P. 957 – 976.

220. Holba, A. G. Extended tricyclic terpanes as age discriminators between Triassic, Early Jurassic, and Middle-Late Jurassic oils / A. G. Holba, L. Elis, I. L. Dzou, A. Hallam, W. D. Masterson, J. Francu, A. L. Fincannon // *20th International Meeting on Organic Geochemistry (10–14 September 2001, Nancy) : Book of abstracts. V. 1.* – Nancy : EAOG, EAGE, 2001. – P. 464–464.

221. Huang, W. Y. Sterols as ecological indicators / W. Y. Huang, W. G. Meinschein // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1979. – V. 43. – No. 5. – P. 739 – 745.

222. Hughes, W. B. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks / W. B. Hughes, A. G. Holba, L. I. P. Dzou // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1995. – V. 59, No. 17. – P. 3581–3598.

223. Katz, B. J. Aspects of hydrocarbon charge of the petroleum system of the Yamal Peninsula, West Siberia basin / B. J. Katz, C. R. Robison, A. Chakhmakhchev // *International Journal of Coal Geology*. – 2003. – V. 54, No. 1–2. – P. 155–164.

224. Laflamme, R. E. The global distribution of polycyclic aromatic hydrocarbons in recent sediments / R. E. Laflamme, R. A. Hites // *Geochim. Cosmochim. Acta*. – 1978. – V. 42, No. 3. – P. 289–303.

225. Liao, J. Monoaromatic, diaromatic, triaromatic, and tetraaromatic hopanes in Kukersite shale and their stable carbon isotopic composition / J. Liao, H. Lu, G. Sheng, P. Peng, C. S. Hsu // *Energy & Fuels*. – 2015. – V. 29. – P. 3573–3583.

226. Lijmbach, G. On the origin of petroleum / G. Lijmbach // The 9th World Petroleum Congress (11-16 May 1975, Tokyo) : Proceedings of the Congress. V. 2. – Tokyo, WPC. – P. 357–369.

227. Ludwig, B. C₂₆–C₂₉ triaromatic steroid derivatives in sediments and petroleums / B. Ludwig, G. Hussler, P. Wehrung, P. Albrecht // Tetrahedron Letters. – 1981. – V. 22. – P. 3313–3316.

228. Mackenzie, A. S. Determination of hydrocarbon distributions in oils and sediment extracts by gas chromatography–high resolution mass spectrometry / A. S. Mackenzie, U. Disko, J. Rullkötter // Organic Geochemistry. – 1983. – V. 5, No. 2. – P. 57–63.

229. Magoon, L. B. The geology of known oil and gas resources by petroleum system – Onshore Alaska / L. B. Magoon // The Geology of Alaska ; ed. by G. Plafker, H. C. Berg. – Geological Society of America : 1994. – P. 905–936.

230. Mango, F. D. The light hydrocarbons in petroleum: a critical review / F. D. Mango // Organic Geochemistry. – 1997. – No. 26. – P. 417–440.

231. Mango, F. D. The origin of light cycloalkanes in petroleum / F. D. Mango // Geochim. Cosmochim. Acta. – 1990. – No. 54. – P. 23–27.

232. Mango, F. D. The origin of light hydrocarbons in petroleum: Ring preference in the closure of carbocyclic rings / F. D. Mango // Geochim. Cosmochim. Acta. – 1994. – No. 58. – P. 895–901.

233. Mango, F. D. The stability of hydrocarbons under the time-temperature conditions of petroleum genesis / F. D. Mango // Nature. – 1991. – V. 352. – P. 146–148.

234. Melendez, I. Exceptional preservation of palaeozoic steroids in a diagenetic continuum [Online] / I. Melendez, K. Grice, L. Schwark // Scientific reports. – 2013. – No. 3. – P. 1–6. – Access : https://www.nature.com/articles/srep02768?error=cookies_not_supported&code=8930eef3-219a-44c9-9152-007055465e91#citeas

235. Meyerhoff, A. A. Hydrocarbon resources in arctic and subarctic regions / A. A. Meyerhoff // Canadian Society of Petroleum Geologist Memoir. – 1982. – No. 8. – P. 451–552.

236. Milkov, A. V. Methanogenic biodegradation of petroleum in the West Siberia basin (Russia): significance for formation of giant Cenomanian gas pools // AAPG Bulletin. – 2010. – V. 94, No. 10. – P. 1485–1541.

237. Mitterer, R. M. Petroleum filling history of central Alaskan North Slope Fields / R. M. Mitterer, J. P. Bhattacharya, A. G. Holba. – Dallas, USA : The University of Texas, 2002. – 222 p.

238. Obermajer, M. Geochemistry of crude oil from Bent Horn field (Canadian Arctic Archipelago) and its possible Paleozoic origin / M. Obermajer, K. Dewing, M. G. Fowler // Organic Geochemistry. – 2010. – V. 41, No. 9. – P. 986–996.

239. Odden, W. Application of light hydrocarbons (C₄-C₁₃) to oil/source rock correlations: a study of the light hydrocarbon compositions of source rocks and test fluids from offshore Mid-Norway / W. Odden, R. L. Patience, G. W. Van Graas // Organic Geochemistry. – 1998. – V. 28, No. 12. – P. 823–847.

240. Otto, A. Chemosystematics and diagenesis of terpenoids in fossil conifer species and sediment from the Eocene Zeitz formation, Saxony, Germany / A. Otto, D. R. T. Simoneit // Geochim. Cosmochim. Acta. – 2001. – V. 65. – P. 1715–1728.

241. Peters, K. E. Applied Source Rock Geochemistry / K. E. Peters, M. R. Cassa // The Petroleum System – From Source to Trap. AAPG MEMOIR, 60 ; ed. by L. B. Magoon, W. G. Dow. – 1994. – V. 1. – P. 93–117.

242. Peters, K. E. De-convoluting mixed crude oil in Prudhoe Bay field, North Slope, Alaska / K. E. Peters, L. S. Ramos, J. E. Zumberge, Z. C. Valin, K. J. Bird // Organic Geochemistry. – 2008. – V. 39, No. 6. – P. 623–645.

243. Peters, K. E. Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum / K. E. Peters, J. M. Moldowan // Organic Geochemistry. – 1991. – V. 17, No. 1. – P. 47–61.

244. Peters, K. E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis / K. E. Peters // AAPG Bulletin. – 1986. – V. 70, № 3. – P. 318–329.

245. Peters, K. E. North Slope, Alaska: Source rock distribution, richness, thermal maturity, and petroleum charge / K. E. Peters, L. B. Magoon, K. J. Bird, Z. C. Valin, M. A. Keller // AAPG Bulletin. – 2006. – V. 90, No. 2. – P. 261–292.

246. Peters, K. E. The biomarker guide / K. E. Peters, C. C. Walters, J. M. Moldowan. – Cambridge : Cambridge University Press, 2005. – 704 p.
247. Peters, K. E. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments / K. E. Peters, J. M. Moldowan. – New Jersey : Prentice Hall, 1993. – 363 p.
248. Philp, R. P. Fossil Fuel Biomarkers. Applications and Spectra / R. P. Philp // Methods in Geochemistry and Geophysics. V. 23. – Amsterdam, New York : Elsevier, 1985. – 294 p.
249. Radke, M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils / M. Radke // Marine Petroleum Geology. – 1988. – V. 5, No. 3. – P. 224–236.
250. Radke, M. Aromatic components of coal: relation of distribution pattern to rank / M. Radke, H. Willsch, D. Leythaeuser, M. Teichmüller // Geochim. Cosmochim. Acta. – 1982b. – V. 46, No. 10. – P. 1831–1848.
251. Radke, M. Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter / M. Radke, D. H. Welte, H. Willsch // Geochim. Cosmochim. Acta. – 1982a. – V. 46. – No. 1. – P. 1–10.
252. Radke, M. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: influence of the organic matter type / M. Radke, D. H. Welte, H. Willsch // Organic Geochemistry. – 1986. – V. 10, No. 1–3. – P. 51–63.
253. Rajinder, P. Techniques for measuring the composition (oil and water content) of emulsions – a state of the art review / P. Rajinder // Colloids and Surfaces. A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 1994. – V. 84. – P. 141–193.
254. Reed, W. E. Molecular compositions of weathered petroleum and comparison with its possible source / W. E. Reed // Geochim. Cosmochim. Acta. – 1977. – V. 41. – P. 237–247.
255. Rubinstein, I. The occurrence of nuclear methylated steranes in a shale / I. Rubinstein, P. Albrecht // Journal of the Chemical Society. Chemical Communications. – 1975. – No. 24. – P. 957–958.

256. Rullkötter, J. Natural and artificial maturation of biological markers in a Toarcian shale from northern Germany / J. Rullkötter, R. Marzi // *Organic Geochemistry*. – 1988. – V. 13, No. 4–6. – P. 639–645.

257. Samoilenko, V. V. The origin of hydrocarbon fluids and features of the formation of oil and gas fields in the Gydan peninsula / V. V. Samoilenko, E. S. Shadrina, I. V. Goncharov, N. V. Oblasov, M. A. Veklich, A. V. Zherdeva // *29th International Meeting on Organic Geochemistry (1–6 September 2019, Gothenburg) : Book of abstracts*. – Gothenburg : EAOG, EAGE, 2019. – P. 1–2.

258. *Sample preparation techniques in analytical chemistry* / ed. by S. Mitra. – New Jersey : John Wiley & Sons, 2003. – 288 p.

259. Schaefer, R. G. Maturity-related compositional changes in the low-molecular-weight hydrocarbon fraction of Toarcian shales / R. G. Schaefer, R. Littke // *Organic Geochemistry*. – 1988. – V. 13, No. 4–6. – P. 887–892.

260. Schoell, M. Maturity related biomarker and stable isotope variations and their application to oil/source rock correlation in the Mahakam Delta, Kalimantan / M. Schoell, M. Teschner, H. Wehner, B. Durand, J. L. Oudin. – New York : John Wiley & Sons, 1983. – P. 156–163.

261. Schou L. Sulfur aromatic compounds as maturity parameters / L. Schou, M. B. Myhr // *Organic Geochemistry*. – 1988. – V. 13. – P. 61–66.

262. Seifert, W. K. The effect of biodegradation on steranes and terpanes in crude oils / W. K. Seifert, J. M. Moldowan // *Geochim. Cosmochim. Acta*. – 1979. – V. 43, No. 1. – P. 111–126.

263. Shanmugam, G. Significance of coniferous rain forests and related organic matter in generating commercial quantities of oil, Gippsland Basin, Australia / G. Shanmugam // *AAPG Bulletin*. – 1985. – V. 69, No. 8. – P. 1241–1254.

264. Snowdon, L. R. Errors in extrapolation of experimental kinetic parameters to organic geochemical systems / L. R. Snowdon // *AAPG Bulletin*. – 1979. – V. 63, No. 7. – P. 1128–1134.

265. Snowdon, L. R. Immature oil and condensate: modification of hydrocarbon generation model for terrestrial organic matter / L. R. Snowdon, T. G. Powell // AAPG Bulletin. – 1982. – V. 66, No. 6. – P. 775–788.

266. Tissot, B. Origin and evolution of hydrocarbons in early Toarcian shales, Paris Basin, France / B. Tissot, Y. Califet-Debyser, G. Deroo, J. L. Oudin // AAPG Bulletin. – 1971. – V. 55, No. 12. – P. 2177–2193.

267. Thompson, K. F. M. Light hydrocarbons in subsurface sediments / K. F. M. Thompson // Geochim. et Cosmochim. Acta. – 1979. – V. 43, No. 5. – P. 657–672.

268. Thompson, K. F. M. Fractionated aromatic petroleum and the generation of gas-condensates / K. F. M. Thompson // Organic Geochemistry. – 1987. – V. 11, No. 6. – P. 573–590.

269. Thompson, K. F. M. Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons / K. F. M. Thompson // Geochim. et Cosmochim. Acta. – 1983. – V. 47, No. 2. – P. 303–316.

270. Wang, T. Alkyldibenzothiophenes: Molecular tracers for filling pathway in oil reservoirs / T. Wang, F. He, M. Li, Y. Hou, S. Guo // Chinese Science Bulletin. – 2004. – V. 49, No. 22. – P. 2399–2404.

271. Waples, D. W. A reappraisal of anoxia and organic richness, with emphasis on Cretaceous of North Atlantic / D. W. Waples // AAPG Bulletin. – 1983. – V. 67, No. 6. – P. 963–978.

272. Waples, D. W. Biomarkers for geologists: a practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology / D. W. Waples, T. Machihara. – Tulsa, USA : AAPG, 1991. – 91 p.

273. Yang, C. Chemical fingerprints of crude oils and petroleum products / C. Yang, C. E. Brown, B. Hollebone, Z. Yang, P. Lambert, B. Fieldhouse, M. Landriault, Z. Wang // Oil Spill Science and Technology. 2nd Ed. Chapter 4. – Canada, Ottawa : Environ, 2017. – P. 209–304.

274. Young, A. Calculation of ages of hydrocarbons on oils / A. Young, P. Monaghan, R. T. Schweisberge // AAPG Bull. – 1977. – V. 61, No. 4. – P. 573–600.

Фондовая литература

275. Переоценка перспективных, прогнозных и суммарных начальных ресурсов нефти, газа и газоконденсата Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: отчет по договору / рук. А. Э. Конторович, отв. исп. Л. М. Бурштейн и др. // Новосибирск, 2003ф.

276. Разработка геологической модели резервуара и оценка перспектив нефтегазоносности гипергенно измененных пород палеозоя Новопортовского месторождения: отчет о НИР / рук. Е. Г. Журавлев // М., ООО Фирма «Петро», 1999ф.

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Расположение точек отбора проб нефтей, конденсатов и кернового материала.....	13
Рисунок 1.2 – Фрагмент схемы структурно-фациального районирования отложений Западной Сибири: а – нижнесреднеюрских (без келловея), б – келловейских и верхнеюрских	16
Рисунок 1.3 – Фрагмент схемы структурно-фациального районирования отложений Западной Сибири: а – берриас-нижнеаптских, б – апт-альб-сеноманских	17
Рисунок 1.4 – Фрагмент региональной стратиграфической схемы юрских и берриас-сеноманских отложений района исследования.....	19
Рисунок 1.5 – Схема тектонического строения доюрского основания Западно-Сибирской плиты	30
Рисунок 1.6 – Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.....	33
Рисунок 1.7 – Геологическое строение Новопортовского месторождения: а) схематический геологический разрез; б) схематическая структурная карта по кровле малышевской свиты	39
Рисунок 1.8 – Геологическое строение Нейтинского месторождения: а) схематический геологический разрез; б) схематическая структурная карта по кровле пласта ТП _{19.0} танопчинской свиты.....	40
Рисунок 1.9 – Геологическое строение Бованенковского месторождения: а) схематический геологический разрез; б) схема расположения залежей.....	41
Рисунок 1.10 – Динамика открытия месторождений нефти, газа и газоконденсата на полуострове Ямал.....	44
Рисунок 2.1 – Распределение фактического материала по продуктивным толщам на упрощенном схематическом разрезе района исследования	58
Рисунок 2.2 – Схема исследования пород, ОВ и нафтидов, принятая в ИНГГ СО РАН и использованная в данной работе	60
Рисунок 2.3 – Типовые ГЖХ-хроматограммы исследованных проб.....	74

Рисунок 2.4. – Типовые масс-фрагментограммы распределения терпанов (m/z 191) и стеранов (m/z 217, 218)	80
Рисунок 2.5. – Типовые масс-фрагментограммы распределения аренов.....	87
Рисунок 2.6 – Распределение УВ C_3 – C_8 на типовой хроматограмме по общему ионному току (TIC)	93
Рисунок 2.7 – Стадии биодegradации нафтидов и последовательность деструкции компонентов их состава.....	102
Рисунок 3.1 – Схематичное представление геохимической изученности нефтей и конденсатов полуострова Ямал	112
Рисунок 4.1 – Распределение изученных нефтей и конденсатов по плотности в соответствии с возрастом вмещающих отложений	117
Рисунок 4.2 – Соотношение плотности и вязкости изученных нефтей и конденсатов	118
Рисунок 4.3. – Содержание фракции $T_{н.к.}$ –200 °С в изученных нефтях и конденсатах из вмещающих отложений разного возраста	120
Рисунок 4.4 – Соотношение фракционного состава и плотности изученных нефтей и конденсатов.....	120
Рисунок 4.5 – Соотношение содержания смолисто-асфальтеновых веществ и плотности изученных нефтей и конденсатов.....	121
Рисунок 4.6 – Тригонограмма группового состава изученных нефтей и конденсатов	122
Рисунок 4.7 – Содержание серы в изученных нефтях и конденсатах из вмещающих отложений разного возраста	123
Рисунок 4.8 – Характеристика ИСУ изученных нефтей и конденсатов из вмещающих отложений разного возраста	124
Рисунок 4.9 – Распределение проб коллекции по: а) – плотности; б) – вязкости; в) – содержанию смолисто-асфальтовой части; г) – содержанию серы; д) – содержанию фракции ($T_{н.к.}$ –200 °С)	125
Рисунок 4.10 – Тригонограммы: а) распределения УВ состава C_7 ; б) группового состава УВ C_5 – C_8	127

Рисунок 4.11 – Хроматограммы по общему ионному току (ТИС) нефракционированных конденсатов пласта ХМ ₂ Южно-Тамбейского месторождения	128
Рисунок 4.12 – Тригонограммы распределения УВ состава С ₇ в координатах: а) толуол + мЦГ – ∑димЦП – 2-мС ₆ + 3-мС ₆ ; б) ∑димЦП – н-С ₇ – мЦГ	132
Рисунок 4.13 – Распределение легкокипящих фракций нафтидов коллекции по генетическим группам (типам исходного ОВ) и геохимическим типам (биодеградация).....	133
Рисунок 4.14 – Катагенетические параметры по распределению легкокипящих УВ С ₅ –С ₈ для небiodeградированных проб коллекции	136
Рисунок 4.15 – Зависимость гептанового соотношения (I _{ТН}) от параметра н-С ₇ /мЦГ	137
Рисунок 4.16 – Обстановки накопления исходного ОВ и локализация биodeградированных нефтей и конденсатов на диаграмме Кеннона-Кессоу.....	140
Рисунок 4.17 – Тригонограмма распределения гомологов н-алканов в составе насыщенных фракций нефтей и конденсатов	143
Рисунок 4.18 – Распределение биodeградированных нефтей и конденсатов района исследования (тип Б) по возрасту вмещающих отложений и стадиям биodeградации	148
Рисунок 4.19 – Распределение стеранов разного молекулярного веса в составе исследованных нефтей и конденсатов	151
Рисунок 4.20 – Соотношение генетических показателей по составу стеранов и трициклических терпанов исследованных нефтей и конденсатов	154
Рисунок 4.21 – Значения катагенетических параметров по распределению насыщенных УВ в составе высококипящих фракций изученных нефтей и конденсатов.....	159
Рисунок 4.22 – Распределение нефтей и конденсатов разных генетических групп по составу УВ-биомаркеров.....	160
Рисунок 4.23 – Соотношение показателей стераны С ₂₉ /С ₂₇ и ИСУ для нафтидов единого генетического облика легкокипящей и высококипящей фракций.....	164

Рисунок 4.24 – Соотношение генетических показателей МАС C_{29}/C_{27} и стераны C_{29}/C_{27}	166
Рисунок 4.25 – Распределение ароматических соединений в составе исследованных нефтей и конденсатов (в % на сумму аренов)	167
Рисунок 4.26 – Масс-спектры ретена и перилена, идентифицированных в составе ароматических фракций изученных нафтидов	170
Рисунок 4.27 – Масс-фрагментограммы фенантрена (m/z 178) и монометилфенантронов (m/z 192) на примере небиodeградированного (а) и биodeградированных (б, в) конденсатов коллекции	171
Рисунок 4.28 – Катагенетические параметры по распределению высокомолекулярных аренов в составе изученных нефтей и конденсатов	172
Рисунок 4.29 – Распределение нефтей и конденсатов разных генетических групп по составу насыщенных и ароматических соединений высокотемпературных фракций	173
Рисунок 4.30 – Распределение C_{org} в разрезе осадочных толщ изученных скважин	177
Рисунок 4.31 – Зависимости пиролитических показателей: а – S_2 от ТОС, б – НІ от ОІ	180
Рисунок 4.32 – Зависимость НІ от T_{max}	181
Рисунок 4.33 – Генерационный потенциал изученных юрских и меловых пород	182
Рисунок 4.34 – Групповой состав битумоидов изученных пород	183
Рисунок 4.35 – Соотношение генетических показателей по составу стеранов и трициклических терпанов в составе битумоидов изученных пород	185
Рисунок 4.36 – Распределение n-алканов и ациклических изопренов в составе насыщенных фракций изученных хлороформенных экстрактов на хроматограммах по ТІС	187
Рисунок 4.37 – Диаграмма Кеннона-Кессоу по составу изученных битумоидов	188
Рисунок 4.38 – Типовые масс-фрагментограммы по m/z 219 + 234 + 252 + 191 ..	189

Рисунок 4.39 – Обобщение основных геохимических характеристик юрско-меловых осадочных толщ района исследования, опубликованных и полученных в рамках исследования.....	194
Рисунок 5.1 – Схема локализации УВ-флюидов разного фракционного состава	196
Рисунок 5.2 – Локализация нафтидов разных генетических групп (Iн, IIн, IIIн) по составу легкокипящих фракций	198
Рисунок 5.3 – Локализация нафтидов разных генетических групп (Iв, IIв, IIIв) по составу высококипящих фракций	201
Рисунок 5.4 – Локализация биодegradированных проб коллекции.....	205
Рисунок 5.5 – Локализация биодegradированных (тип Б) нефтей и конденсатов коллекции на схематическом разрезе района исследования	206
Рисунок 5.6 – Принципиальная схема содержания в изученных нефтях и конденсатах компонентов, генерированных ОВ террагенного и аквагенного генотипа.....	208

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 – Геохимическая характеристика юрско-меловых пород района исследования.....	49
Таблица 2.1 – Представительность коллекции нефтей и конденсатов и комплекс полученных аналитических данных.....	55
Таблица 2.2 – Представительность коллекции кернового материала и комплекс полученных аналитических данных.....	57
Таблица 2.3 – Классификация нефтей по плотности, динамической вязкости, содержанию серы и смолисто-асфальтовых веществ.....	68
Таблица 2.4 – Основные геохимические параметры по распределению n-алканов и ациклических изопренанов	75
Таблица 2.5 – Основные геохимические параметры по содержанию УВ-биомаркеров стеранового и терпанового ряда	81
Таблица 2.6 – Основные геохимические параметры по распределению ароматических и сероароматических соединений.....	89
Таблица 2.7 – Основные геохимические параметры по составу легкокипящей фракции нефтей и конденсатов.....	96
Таблица 4.1 – Парные коэффициенты корреляции между параметрами по составу УВ C ₅ –C ₈ и пластовой температурой	129
Таблица 4.2 – Типизация изученных нефтей и конденсатов по составу легкокипящих фракций.....	134
Таблица 4.3 – Парные коэффициенты корреляции критериев биодеградациии по составу n-алканов и ациклических изопренанов и пластовой температурой..	141
Таблица 4.4 – Парные коэффициенты корреляции между фаціальными параметрами по составу стеранов и терпанов.....	155
Таблица 4.5 – Парные коэффициенты корреляции между катагенетическими параметрами по составу стеранов и терпанов.....	157
Таблица 4.6 – Типизация нефтей и конденсатов коллекции по составу насыщенных УВ-биомаркеров высокотемпературных фракций	161

Таблица 4.7 – Типизация нефтей и конденсатов коллекции по распределению высокомолекулярных насыщенных и ароматических соединений	174
Таблица 4.8 – Значения основных пиролитических характеристик изученных пород	178
Таблица 4.9 – Основные геохимические параметры по составу изученных битумоидов юрских и меловых пород	185
Таблица 4.10 – Значения молекулярных катагенетических параметров по составу битумоидов	190