

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ТУВИНСКИЙ ИНСТИТУТ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ ПРИРОДНЫХ
РЕСУРСОВ СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи

ОНДАР СОЛАНГЫ АЛЕКСАНДРОВНА

**ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЙ СОСТАВ И ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО
ВЕЩЕСТВА СРЕДНЕЮРСКИХ УГЛЕЙ УЛУГ-ХЕМСКОГО БАССЕЙНА**

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

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:

Бушнев Дмитрий Алексеевич

доктор геолого-минералогических наук

Москва – 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 4 |
| Глава 1. ГЕОЛОГИЯ И ИСТОРИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ УЛУГ-ХЕМСКОГО УГЛЕНОСНОГО БАССЕЙНА | 10 |
| 1.1. История исследования Улуг-Хемского бассейна..... | 10 |
| 1.2. Стратиграфия юрско-нижнемеловых отложений..... | 12 |
| 1.3. Тектоническое строение | 18 |
| 1.4. Угленосность..... | 22 |
| 1.5. Газоносность | 23 |
| Глава 2. МАТЕРИАЛ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ | 26 |
| 2.1. Фактический материал..... | 26 |
| 2.2. Определение зольности и влажности | 30 |
| 2.3. Методы петрографических исследований | 30 |
| 2.4. Методы геохимических исследований..... | 33 |
| 2.4.1. Выделение хлороформенного битумоида А и его фракционирование..... | 33 |
| 2.4.2. Газо-жидкостная хроматография и хромато-масс-спектрометрия..... | 35 |
| 2.4.3. Пиролиз Rock Eval | 36 |
| 2.5. Применение углеводородов-биомаркеров для исследования органического вещества каустобиолитов..... | 39 |
| 2.5.1. Нормальные алканы..... | 39 |
| 2.5.2. Изопреноидные алканы | 41 |
| 2.5.3. Полициклические биомаркеры | 42 |
| 2.5.4. Ароматические углеводороды | 45 |
| Глава 3. ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УГЛЕЙ УЛУГ-ХЕМСКОГО БАССЕЙНА | 49 |
| 3.1. Микрокомпоненты углей пласта Улуг | 51 |
| 3.2. Углепетрографический состав органического вещества пласта Улуг | 58 |
| 3.3. Условия и обстановки образования углей пласта Улуг..... | 60 |
| Глава 4. ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА УГЛЕЙ..... | 65 |
| УЛУГ-ХЕМСКОГО БАССЕЙНА | 65 |
| 4.1. Изотопный состав углерода..... | 65 |
| 4.2. Выходы хлороформенного битумоида и их групповой состав..... | 65 |
| 4.3. Углеводородный состав битумоидов..... | 69 |
| 4.3.1. Алканы нормального и изопреноидного строения..... | 69 |
| 4.1.1. Стераны..... | 71 |
| 4.1.2. Терпаны..... | 76 |
| 4.1.3. Ароматические углеводороды | 78 |

| | |
|---|-----|
| Глава 5. НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ УГЛЕЙ УЛУГ-ХЕМСКОГО БАССЕЙНА | 86 |
| 5.1. Углеводородный потенциал улуг-хемских углей | 86 |
| 5.2. Взаимосвязь пиролитических параметров и петрографического состава углей..... | 89 |
| 5.3. Среднеюрское угленакопление и известная нефтегазоносность..... | 90 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 96 |
| СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ | 98 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ..... | 100 |
| СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА..... | 117 |
| СПИСОК ТАБЛИЦ..... | 119 |
| ПРИЛОЖЕНИЯ..... | 120 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность и степень разработанности исследования. Исследование геохимических особенностей и генерационного потенциала органического вещества (ОВ) среднеюрских углей Улуг-Хемского бассейна (УХБ) является актуальной задачей, поскольку этот объект является доступным для изучения стратиграфическим аналогом углистых материнских пород нефтегазоносных бассейнов Китая (формация Сишаньяо J_{2x}), а также Западной Сибири (тюменская свита J_{2tm}) [Hendrix et al., 1995; Обласов, 2010; Комков и др., 2022; Ян, 2023]. Генерационный потенциал углистого ОВ определяется условиями его формирования и катагенезом, которые находят отражение в его петрографических характеристиках и составе углеводородов-биомаркеров. Поэтому изучение этих характеристик угля в совокупности с данными пиролиза Rock-Eval позволяет прогнозировать нефтегазоматеринские свойства среднеюрских углистых отложений на слабоизученных территориях.

Также исследование состава исходного ОВ углей имеет значение для прогноза свойства продуктов переработки углей, подбора оптимальных технологических параметров и объяснения их реакционной способности в различных процессах переработки.

Уже на ранних этапах изучения УХБ исследователи отмечали специфические физико-химические свойства углей, не соответствующие степени их метаморфизма. При стадии метаморфизма «Ж» жирные угли обладают весьма высоким выходом летучих веществ и смолы, повышенным содержанием водорода и значительными пластическими свойствами в сравнении с углями других угольных бассейнов аналогичной стадии метаморфизма (Кузнецкий, Иркутский). Основываясь на литолого-фациальных, петрографических и палеонтологических данных исследователи объясняли это своеобразными условиями накопления углей, примесью сапропелевого вещества, разнообразием исходных растений-углеобразователей и различным химизмом процессов преобразования ОВ [Травин и др., 1951; Афанасьева, 1952 *ф.*; Вялов и др., 1991]. Детальные палеогеографические реконструкции УХБ выполнены П.П. Тимофеевым [1964] методом литолого-фациального и формационного анализа обширного фактического материала из скважин и разрезов. Он установил, что разрезы второй подформации, завершающейся накоплением пласта Улуг, на Межегейском месторождении представлены преимущественно прибрежно-бассейновыми и бассейновыми циклами, которые в сторону Эрбекского и Каа-Хемского месторождений сменяются озерно-болотными, аллювиально-озерно-болотными и аллювиально-прибрежно-бассейновыми циклами.

Однако, несмотря на то, что на сегодняшний день имеется значительное количество опубликованных и фондовых работ по УХБ, на современном аналитическом уровне методами органической геохимии среднеюрские угли бассейна ранее не исследовались. В настоящей ра-

боте представлены результаты геохимического изучения органического вещества углей основного продуктивного пласта Улуг УХБ, которые в сочетании с углепетрографическими и пиролитическими данными позволили определить тип исходного ОВ, условия его накопления и преобразования и оценить его нефтегазогенерационный потенциал.

Состав углеводородов-биомаркеров установлен в углях Печорского, Кузнецкого, Ленского, Зейско-Буреинского, Донецкого бассейнов в России и ближнем зарубежье [Каширцев и др., 2010; Бушнев и др., 2016; 2017; Бутузова и др., 2016; Котик, Валяева, 2017; Носкова, Сорокин, 2020; Тимошина, Фомин, 2020]. В иностранной литературе большое количество публикаций посвящены петрографии и геохимии ОВ углей бассейнов Китая (бассейны Джунгарский, Бохай Бей, Цайдам, Ордос), Индии, Турции и др. в связи с их нефтегазогенерационным потенциалом и нефтегазоносностью [Erik, Sancar, 2010; Wu et al., 2016; Qian et al., 2018; Qi et al., 2020; и др.].

В настоящее время особое внимание уделяют изучению геохимических характеристик и нефтегазогенерационного потенциала среднеюрских, а также нижнемеловых горючих сланцев и углей южнее УХБ, на территории Монголии [Erdenetsogt et al., 2018; 2022; Erdenetsogt, 2023]. Недавние исследования показывают, что к потенциальным нефтематеринским в Монголии относятся не только нижнемеловые, но и юрские отложения центральной части страны [Hasegawa et al., 2018]. Кроме того, значительное количество нефти, полученной из юрских пород, находят в китайских бассейнах Джунгарский и Турфан-Хами, прилегающих к юго-западной Монголии.

Объектом исследования является органическое вещество углей пласта Улуг среднеюрского возраста эрбекской свиты Улуг-Хемского бассейна.

Цель работы: выявление петрографических и геохимических особенностей органического вещества углей пласта Улуг и оценка его нефтегазогенерационного потенциала.

Научная задача: исследование состава, строения и закономерностей распределения органического вещества углей пласта Улуг Улуг-Хемского бассейна на основе комплекса углепетрографических, геохимических и пиролитических методов для определения его генетической природы, степени катагенетической преобразованности и нефтегазогенерационного потенциала.

Поставленная научная задача решалась в несколько этапов:

1. Анализ и обобщение литературных данных по геологическому строению района, ознакомление с имеющимися представлениями о составе, особенностях строения и обстановках осадконакопления юрской угленосной толщи УХБ;
2. Проведение полевых исследований и опробование разрезов пласта Улуг в различных частях УХБ, формирование коллекции образцов;
3. Исследование углепетрографического состава ОВ углей и вмещающих углистых от-

ложений;

4. Изучение состава и закономерностей распределения углеводородов-биомаркеров (*n*-алканов, изопренанов, стеранов, гопанов) и ароматических УВ в битумоидах углей;
5. Определение типа исходного ОВ углей, условий и обстановок его накопления и преобразования в диагенезе, степени его катагенетической преобразованности и генерационного потенциала, с использованием геохимических, пиролитических и генетических параметров и диаграмм.

Фактический материал и методы исследования. Основу для изучения геохимических особенностей органического вещества и петрографического состава углей пласта Улуг составил каменный материал, отобранный автором в период полевых работ в 2017 и 2021 гг. в обнажениях на горе Бегреда и угольных разрезах Элегестского и Каа-Хемского месторождений. Опробование пласта в шахте на Межегейском месторождении проведено главным геологом А.Л. Трулем (УК Межегейуголь) в 2018 г. В исследовании использованы также образцы углей Каа-Хемского и Элегестского месторождений, любезно предоставленные н.с. Н.Н. Янчат и н.с. Г.Р. Монгушем (ТувИКОПР СО РАН). Таким образом, всего в работе изучено 7 разрезов пласта Улуг, из которых суммарно отобрано и исследовано 35 образцов угля и углистых вмещающих пород.

Для отобранной коллекции образцов выполнены следующие аналитические и петрографические исследования. Определение аналитической влажности и зольности образцов проведено с использованием стандартных методик ГОСТ 3503-2015 и ГОСТ Р 55661-2013 соответственно (кол-во проб 10 и 21). Углепетрографические исследования включали изучение мацерального состава под микроскопом ПОЛАМ 312-Р и Olympus VX-60 в шлифах в проходящем и отраженном свете (30 шлифов) методом подсчета не менее 500 точек в каждом образце. Замеры отражательной способности витринита в аншлифах (23 пробы) проводились на микроскопеспектрофотометре МСФП-2 (ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск) при длине волны 546 нм в воздушной среде и пересчитывались в значения отражательной способности витринита в иммерсионной среде (R_o). Для трех образцов определен изотопный состав углерода. Комплекс химико-аналитических методов включал выделение хлороформенного битумоида А (ХБА), его фракционирование, газовую хроматографию (Кристалл-2000М) и хромато-масс-спектрометрию алифатических и ароматических фракций (Shimadzu QP2010 Ultra) и был выполнен в ИГ Коми НЦ УрО РАН (г. Сыктывкар). Анализ образцов пород методом пиролиза проведен на установке Rock-Eval Turbo 6 (Томский политехнический университет).

Степень достоверности полученных результатов основана на выборе, изучении и опробовании разрезов пласта Улуг, расположенных в различных частях бассейна, в пределах которого метаморфизм углей закономерно возрастает с северо-востока на юго-запад. В каждом из

разрезов пласт Улуг опробован равномерно по всей мощности.

Сочетание углепетрографического и геохимических методов взаимно дополняют друг друга и позволяют получить наиболее полную и всестороннюю информацию о составе и типе ОВ, условиях и обстановках его накопления и преобразования, степени его катагенетической зрелости. Для верификации полученных результатов мацеральный состав углей сравнивался с фондовыми материалами и проиллюстрирован микрофотографиями шлифов. При интерпретации генетических построений и геохимических данных учитывались результаты литолого-фациальных, углепетрографических, палеоботанических и палеогеографических реконструкций предшественников из литературных и фондовых источников.

Защищаемые положения:

- 1) Исходное органическое вещество среднеюрских углей пласта Улуг Улуг-Хемского бассейна содержит как террагенную, образованную из остатков континентальной флоры, так и аквагенную, сформированную из остатков погруженных и плавающих на поверхности воды макрофитов, составляющие. Наибольшая доля аквагенного органического вещества выявлена в углях Межегейского месторождения.
- 2) Органическое вещество углей Улуг-Хемского бассейна относится к керогену II/III и III типов и обладает повышенным нефтегазогенерационным потенциалом. Наиболее высокими нефтегазогенерационными свойствами обладают угли с высоким содержанием компонентов группы липтинита и витринита. В группе липтинита основной вклад в генерационный потенциал вносит кутинит, в группе витринита — бесструктурный гелинит.
- 3) Органическое вещество углей Улуг-Хемского бассейна сходно по углепетрографическим и геохимическим характеристикам с органическим веществом среднеюрских нефтегазоматеринских пород Западной Сибири и северо-запада Китая, а сами среднеюрские угли могут рассматриваться как возможно нефтегазоматеринские породы в более погруженных геологических структурах к югу от Улуг-Хемского бассейна (напр., Их-Богд и Онги-Ривер (Монголия)).

Научная новизна. Впервые среднеюрские угли УХБ исследованы современными комплексными геохимическими методами, установлен состав, структура и распределение ряда широко применяемых углеводородов-биомаркеров, унаследованных от живого вещества. Выявлены ряды направленных изменений геохимических параметров, рассчитанных на основе алканов, стеранов, гопанов и ароматических УВ. Оценен углеводородный потенциал углей Улуг-Хемского бассейна по результатам пиролиза Rock Eval. Определение петрографического состава углей было проведено с использованием международной классификации мацералов, утвержденной Международным комитетом по петрологии углей и органических ископаемых (Inter-

national Committee for Coal and Organic Petrology — ICCP), что позволило рассчитать широко используемые в зарубежных публикациях генетические индексы и применить диаграммы для определения условий и обстановок формирования углей.

Личный вклад автора заключается в постановке научной задачи, проведении полевых работ и опробовании разрезов, первичной пробоподготовке, определении аналитической влажности и зольности образцов. Автором выполнены замеры отражательной способности витринита, углепетрографические исследования мацерального состава, анализ результатов изучения вещественного состава углей, построены графические материалы. Автором проведены интерпретация и обобщение полученных данных по содержанию хлороформенных битумоидов в породах, группового состава битумоидов, распределению углеводородов-биомаркеров. Выполнено сравнение полученных результатов с опубликованными данными по стратиграфическим аналогам углей в Западной Сибири, Китае и Монголии. На основе анализа выявленных закономерностей автором получены новые научные результаты.

Теоретическая и практическая значимость работы. Проведенные исследования позволили получить новые знания о составе и распределении ОВ углей пласта Улуг среднеюрского возраста в Улуг-Хемском бассейне, а также выявить направленные ряды изменений геохимических параметров ОВ в пределах бассейна. Сочетание результатов геохимических и петрографических исследований ОВ и выполнение на их основе палеогеографических реконструкций существенно дополнили представления об условиях и обстановках накопления углей УХБ. Установленное по площадям бассейна распределение ОВ террагенного и смешанного генезисов позволяют расширить представления о генерационном потенциале ОВ углей. Изучение генерационных свойств улуг-хемских углей позволяет прогнозировать нефтегазоматеринские свойства среднеюрских углистых отложений на сопредельных слабоизученных территориях.

Полученные знания о составе и типе исходного ОВ углей основных разрабатываемых месторождений УХБ позволяют обосновать подбор углей и состав шихты для углубленной переработки, оптимизировать технологические параметры процессов, прогнозировать количество и качество продуктов переработки и объяснять полученные результаты.

Апробация результатов. Основные научные результаты диссертации опубликованы в 13-ти научных работах, в т. ч. 4 статьи в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК («Геология и геофизика», «Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов», «Химия твердого тела», «Химия в интересах устойчивого развития»). Результаты исследований докладывались на совещаниях различного уровня: Международный Российско-Казахстанский Симпозиум «Углекислотная химия и экология Кузбасса» (г. Кемерово, 2017 и 2018 гг.), Всероссийская научная конференция «Геохимия нефти и газа, нефтематеринских пород, угля и горючих сланцев» (г. Сыктывкар, 2019), 2-я Всероссийская научная конфе-

ренция с участием иностранных ученых «Успехи органической геохимии» к 120-летию члена-корреспондента АН СССР Н.Б. Вассоевича и 95-летию заслуженного геолога РСФСР С.Г. Неручева (г. Новосибирск, 2022), IV Всероссийская молодежная школа-конференция с международным участием «Природные системы и экономика Центрально-Азиатского региона: фундаментальные проблемы, перспективы рационального использования» (г. Кызыл, 2022), в материалах Международной научно-практической конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа» (г. Москва, 2023), Всероссийская научная конференция «Фундаментальные, глобальные и региональные проблемы геологии нефти и газа», посвященная 90-летию со дня рождения академика А.Э. Конторовича (г. Новосибирск, 2024).

Объем и структура работы. Диссертация объемом 122 страницы, состоит из введения, 5 глав, заключения, включает 31 рисунок, 10 таблиц и 1 табличное приложение. Список литературных источников содержит 177 наименований.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность своему научному руководителю д.г.-м.н., зав. лаборатории органической геохимии Института геологии Коми НЦ УрО РАН Дмитрию Алексеевичу Бушневу за поддержку, внимание и содействие в подготовке диссертационной работы.

Особую благодарность автор выражает д.г.-м.н., г. н. с. ИНГГ СО РАН А.Н. Фомину за обучение методике углепетрографических исследований. При проведении лабораторных исследований неоценимая помощь была оказана сотрудниками лаборатории органической геохимии Института геологии Коми НЦ УрО РАН А.А. Ильченко, Т.А. Зубовой и В.А. Лобановым. Автор благодарен д.г.-м.н. Н.С. Бурдельной за помощь при изучении ароматических УВ. Автор искренне благодарит ТувИКОПР СО РАН в лице директора к.г.-м.н. Р.В. Кужугета, зав. химико-технологической лаборатории к.х.н. Л.Х. Тас-оол и н.с. Н.Н. Янчат за создание условий, мотивацию и веру в диссертанта. За ценные консультации в вопросах палеогеографических реконструкций и дружескую поддержку диссертант благодарит зав. лаборатории седиментологии ИНГГ СО РАН к.г.-м.н. П.А. Яна и в.н.с., к.г.-м.н. Л.Г. Вакуленко, а также И.Н. Серикова за качественное изготовление угольных шлифов.

Глава 1. ГЕОЛОГИЯ И ИСТОРИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ УЛУГ-ХЕМСКОГО УГЛЕННОГО БАССЕЙНА

1.1. История исследования Улуг-Хемского бассейна

Каменный уголь Улуг-Хемского бассейна был известен с давних времен. Об этом свидетельствуют остатки древних горных выработок хорошей сохранности. Их глубина достигает 100 м, а о давности их заложения свидетельствует частичная минерализация деревянных стоек крепления.

Первые сохранившиеся сведения о тувинских углях содержатся в записях путешествия русского географа Г.Н. Потанина, совершенного через территорию всей Тувы в 1879 г. Позднее верховья р. Енисей (Улуг-Хем) и её притоков исследовались натуралистами и географами А.В. Адриановым, Д.А. Клеменцем, П.Н. Крыловым [Котельников и др., 2020]. Этот период – вторая половина XIX – связан со сбором и накоплением отрывочных географических и геологических сведений об Улуг-Хемском угольном бассейне.

Первая половина XX в. характеризуется этапом маршрутных геологических исследований, установивших основные черты геологического строения региона. В разное время здесь работали экспедиции, организованные Минералогическим обществом (1903 г.), Геологическим комитетом (1917, 1920 гг.), финским правительством (1917 г.) и др. С образованием в 1921 г. Танну-Тувинской Народной Республики были организованы мелкие поисковые работы на уголь для обеспечения нужд Кызыла – на основе опроса местного населения были открыты Чихачевское и Эрбекское месторождения. В 1923–1927 гг. группой ученых Академии наук СССР под руководством И.П. Рачковского проводились систематические маршрутные исследования в Туве, результаты которых обобщены в работах М.Ф. Нейбург и З.А. Лебедевой. К этому времени была выработана стратиграфическая схема фанерозойских отложений Тувы и выяснены главнейшие черты ее геологического строения. М.Ф. Нейбург установлен юрский возраст угленосных отложений. Но И.П. Рачковский ошибочно классифицировал тувинские угли как бурые. Считается, что это утверждение, не подкрепленное лабораторными исследованиями, снизило к ним интерес, и косвенно послужило причиной приостановки геологического изучения Тувы вплоть до 1945 г. Однако в 1943 г. семнадцать проб улугхемских углей анализировались по сокращенной схеме в Украинском углехимическом институте. По результатам этих исследований эрбекские и чихачевские угли отнесены к группе газовых спекающихся, наиболее высоким качеством отличался уголь с р. Элегест, отнесенный к марке П–Ж. Возможность получения металлургического кокса осталась не выясненной из-за окисленности проб. Таким образом, к концу второй половины XX в. было установлено, что тувинские угли относятся к каменным, а не-

которые из них являются еще и спекающимися [Лебедев, 2007]. Это послужило основанием для организации детального изучения угольных месторождений Тувы с целью установления пригодности этих углей для коксохимической промышленности.

С вхождением Тувы в состав СССР в 1944 г. и до 1956 г. на всей её территории разворачиваются планомерные поисковые и разведочные работы, в первую очередь на уголь, с участием Министерства геологии, Академии наук СССР и других организаций. В 1946 г. к работе приступила Улугхемская партия Красноярского геологического управления под руководством А.Л. Лосева. Основным видом работ было механическое колонковое бурение, объемы которого составили около 90 тыс. м. А.Л. Лосев впервые выделяет район исследования в ранг каменноугольного бассейна. За рассматриваемый период установлены основные черты геологического строения и угленосности бассейна, определены петрографические типы, марочный состав, степень метаморфизма, качество и технологические свойства углей, проведена детальная разведка участков Каа-Хемского, Межегейского, Эрбекского и Элегестского месторождений с подсчетом их запасов по категориям А, В, С₁. Результаты исследований этого этапа обобщены в многочисленных фондовых геологических отчетах А.Л. Лосева, Г.Н. Трошковой, Н.А. Афанасьевой, И.Н. Николаева, В.А. Вехова, Д.М. Лисина, В.С. Быкадорова, Л.Г. Гончаровой и многих других геологов [Лебедев, 2007].

В период с 1958 и до 1980 гг. работы по изучению угленосности бассейна практически не ведутся, за исключением поисковых работ на Чихачевском месторождении и доразведки участков Каа-Хемского месторождения под открытую разработку, которая начинается в 1970 г. Но при этом продолжается системный анализ ранее проведенных исследований, строится седиментационная модель юрского осадочного бассейна [Тимофеев, 1964], оцениваются перспективы углей для коксо- и химической промышленности [Лебедев, 2007].

С 1981 г по инициативе начальника Управления угля В.Ф. Череповского, поисковые работы на уголь в бассейне были возобновлены, во многом силами Тувинской геологоразведочной экспедиции. Значительные объемы наземных геофизических исследований в сочетании с редкой сетью скважин позволили установить максимальную глубину залегания пласта Улуг 1600–1700 м, выявить 80 пластов угля, уточнить общие закономерности изменения метаморфизма углей, их качества и технологических свойств, оценить прогнозные ресурсы. Они составили 20,3 млрд. т, из них 40 % угли марки Ж. Полученные результаты подтвердили перспективы УХБ как потенциального поставщика углей для черной металлургии. На этом этапе проведены гидрогеологические и инженерно-геологические исследования всей площади бассейна, установлена верхняя граница метановой зоны, определены характеристики газоносности углей. Научное обобщение геолого-геофизических материалов осуществлялось коллективами специалистов ВНИГНИуголь, «Красноярскгеология», ВСЕГЕИ и Свердловского горного института,

лабораторно-технологические и полупромышленные испытания углей проводились в ВУХИНе, КузНИИУглеобогащении. Значимый вклад в изучение угленосности бассейна внесли В.П. Алексеев, В.В. Блинников, О.Ф. Володарский, В.И. Вялов, В.А. Габеев, Н.Е. Дубовик, В.Н. Криканов, В.А. Круглов, В.В. Михайлов, А.А. Семеряков, Р.Т. Уссар, И.Я. Фактулин, В.В. Фромм, В.И. Шибанов, И.Ю. Яковлев и др. [Лебедев, 2007; Угольная база России, 2002].

В 2012–2015 гг. ОАО «Красноярскгеолсъемка» выполнила геологическое доизучение масштаба 1 : 200 000 листа М-46-V (Кызыл). Район исследования включал УХБ. Специалистами были получены новые данные о строении юрского разреза бассейна и результаты палинологических исследований, которые в совокупности с анализом материалов предшественников, позволили им пересмотреть расчленение юрского разреза бассейна и обосновать до ярусов возраст подразделений, ранее определенный лишь до отделов [Берзон, Петрухина, 2016].

В настоящее время в ТувИКОПР СО РАН в рамках государственного задания группой специалистов ведутся научно-исследовательские работы по изучению геохимии органического [Бушнев и др., 2019; Бушнев и др., 2021; Ондар, Бушнев, 2022а; 2022б] и неорганического вещества углей УХБ [Янчат, Тас-оол, 2008; 2021], технологий их глубокой переработки [Ондар и др., 2019а; Ондар и др., 2019б; Монгуш и др., 2020; Монгуш и др., 2022; Солдуп и др., 2022;], а также по мониторингу загрязнения атмосферы выбросами от сжигания углей [Тас-оол и др., 2014; Тас-оол и др., 2016].

1.2. Стратиграфия юрско-нижнемеловых отложений

Улуг-Хемский бассейн представляет собой крупную отрицательную структуру, приуроченную к северо-восточной части палеозойского Тувинского прогиба, и выполнен угленосными нижне- и среднеюрскими и безугольными верхнеюрскими, нижнемеловыми и неогеновыми отложениями (Рисунок 1.1). Мезокайнозойские образования перекрыты рыхлыми четвертичными отложениями. Основным объектом разведки и добычи является каменный уголь пласта Улуг среднеюрского возраста.

Юрская система

В основе современных представлений о стратиграфии юрских отложений УХБ лежат работы А.Л. Лосева, В.С. Быкадорова, Ю.В. Тесленко, П.П. Тимофеева и др. Действующая в настоящее время унифицированная стратиграфическая схема юрских отложений УХБ, в соответствии с которой в данной работе дается расчленение и описание стратиграфических подразделений, принята Решением 3-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозою и кайнозою Средней Сибири, состоявшегося в г. Новосибирске в 1978 г [Решения..., 1981] (Рисунок 1.2). Согласно структурно-фациальному районированию юрских

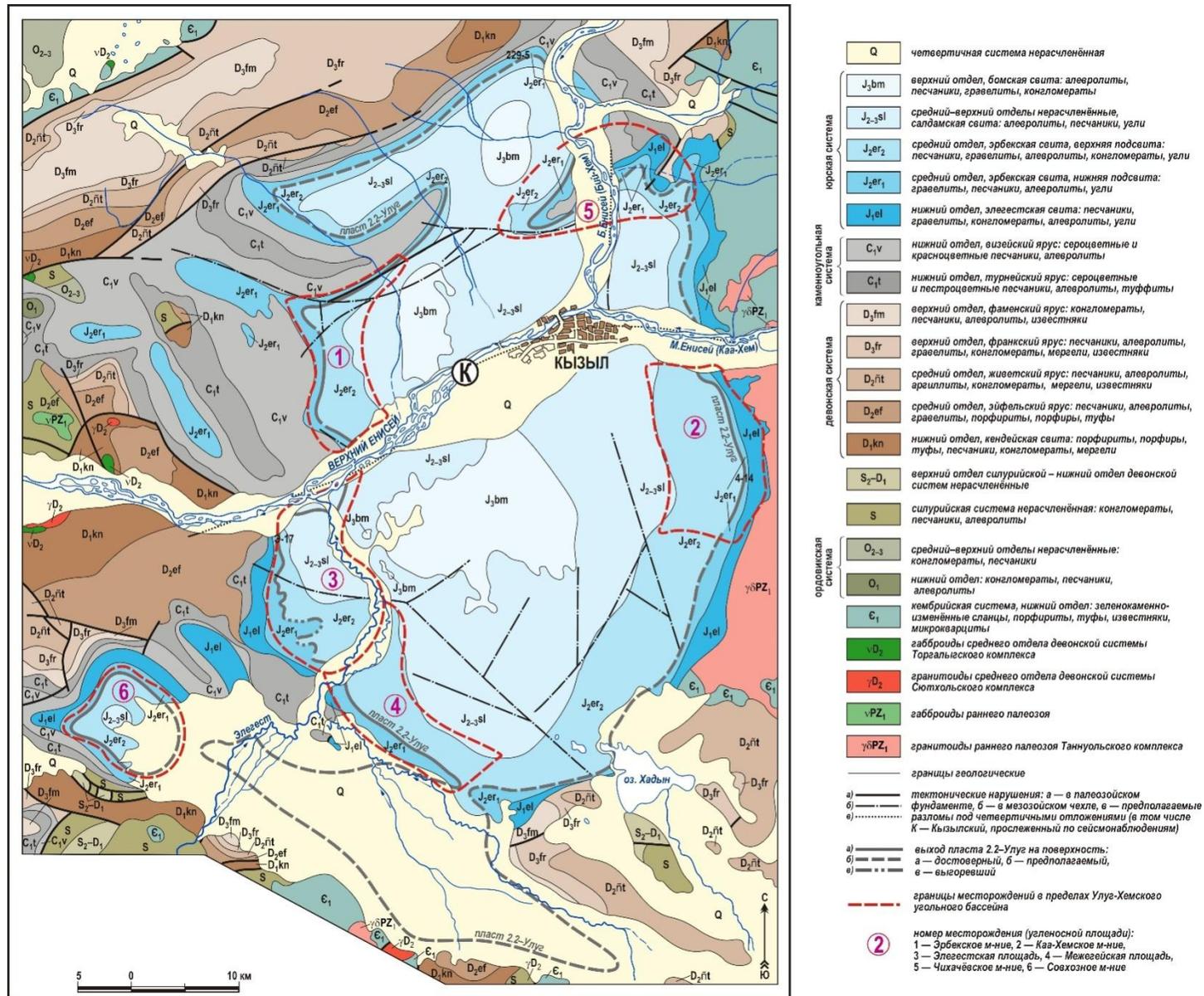


Рисунок 1.1 – Схематическая геологическая карта Улуэ-Хемского угольного бассейна [Лебедев, 2007]

отложений юга Средней Сибири исследуемый бассейн выделяется в самостоятельную Улуг-Хемскую структурно-фациальную зону.

Нижний отдел

Элегестская свита развита только в Улуг-Хемском бассейне и в его пределах пользуется широким площадным распространением. Выделена А.Л. Лосевым в 1954 г. в отложениях на правом берегу р. Элегест ниже устья р. Межегей [Тесленко, 1970]. По его данным в составе свиты преобладают грубозернистые породы, гравелиты и конгломераты (40%), крупнозернистые песчаники с косой слоистостью (30%), и только на 30 % свита представлена тонкозернистыми породами – алевролитами (12%), аргиллитами (12 %), углистыми аргиллитами (4 %) и углями (2 %). В разрезе выделяется четыре невыдержанных пласта угля, в т.ч. один рабочей мощности (1,5 м). Базальные конгломераты в основании свиты со структурным несогласием залегают на разновозрастных отложениях от нижнего кембрия до карбона, а в юго-восточном крыле бассейна – на раннепалеозойских гранитоидах таннуольского комплекса. Мощность элегестской свиты варьирует в широких пределах – от 30 до 276 м и может резко меняться на небольших расстояниях из-за особенностей осадконакопления на неровной поверхности обособившегося бассейна [Лебедев, 2007]. В действующей унифицированной региональной стратиграфической схеме юрских отложений элегестская свита была выделена в объеме верхнего лейаса [Решения..., 1981]. В средней и верхней частях свиты известны отпечатки листовой флоры и конхостраки ранней юры. Однако, позднее раннеюрский возраст свиты был уточнен И.В. Смокотиной до яруса по споро-пыльцевому комплексу тоара (Рисунок 1.2). Преобладают попеременно пыльца голосеменных растений и споры папоротников и мхов [Берзон, Смокотина, 2015; Берзон, Петрухина, 2016; Смокотина, 2017].

Следует отметить, что элегестская свита переименована в межегейскую в серийной легенде Верхне-Енисейской серии для ГК-200 второго издания [Шаповалов, 2000ф] ввиду того, что первоначальное название является полным омонимом элегестской свиты нижнего силура Тувы. В последующем отмечается тенденция к использованию исследователями наименования межегейская свита для обозначения нижнеюрских отложений УХБ [Государственная..., 2008; Берзон, Смокотина, 2015; Берзон, Петрухина, 2016; Бугдаева и др., 2020]. Возрастным аналогом элегестской свиты в Канско-Ачинском бассейне является иланская свита (нижний тоар).

Средний отдел

Эрбекская свита распространена повсеместно в Улуг-Хемском бассейне, залегая обычно с размывом на элегестской свите и породах фундамента. Кроме УХБ, эрбекская свита развита в Шагонарской, Актальской и Онкажинской впадинах, также характеризующихся угленосностью разрезов. Свита является максимально угленасыщенной и считается основной продуктивной в УХБ. Выделена А.Л. Лосевым в 1955 г. в обнажениях на р. Эрбек. Свита сложена

| ОБЩАЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ШКАЛА | | | Улугхемская структурно-фациальная зона (Е.И. Берзон, 2015) | Региональная стратиграфическая схема, 1981 | Легенда Верхнеенисейской серии Госгеолкарты-200/2, 2001 | А.А. Семерилов, 1986 | П.П. Тимофеев, 1964 | А.Л. Лосев, 1964 | |
|-------------------------------|-----------|---|--|--|---|--------------------------------------|---------------------|-------------------------------|----------------------------|
| Система | Отдел | Ярус | | | | | | | |
| | 2 | | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | |
| ЮРСКАЯ | МЕЛОВАЯ | Нижний | Берриас | бомская свита 5–150 м | | бомская свита 315 м | бомская свита 290 м | | |
| | | | | | | | | | Верхний |
| | Средний | Келловей-оксфорд | салдамская свита 280–750 м | бомская свита 320 м | салдамская свита 280–300 м | | | | |
| | | | | | | | Батский | каахемская свита 250–500 м | салдамская свита 280–720 м |
| | Байосский | пласт «Улуг» улугхемская свита 40–280 м | эрбекская свита 220–580 м | эрбекская свита | верхнеэрбекская подсвита 630 м нижнеэрбекская подсвита 160 м | пласт «Улуг» улугхемская свита 290 м | | | |
| | | | | | | | Аален | межегейская свита менее 200 м | элегестская свита 0–100 м |
| | Тоарский | Плинсбах | | | | | | | |

Рисунок 1.2 – Сопоставление стратиграфических схем мезозойских отложений Улуг-Хемского угольного бассейна [Берзон, Петрухина, 2016]

преимущественно песчаниками разнозернистыми и алевролитами, в подчиненном количестве содержит гравелиты и мелкогалечные конгломераты, приуроченные к основаниям циклопачек, и включает многочисленные пласты и пропластки угля, в т.ч. основные рабочие угольные пласты.

Из них наибольшее промышленное значение имеет пласт Улуг. Его мощность варьирует от 0,5 до 19,65 м, составляя обычно 5–6 м. Пласт является выдержанным и прослеживается практически на всей площади бассейна, выступая в качестве маркирующего горизонта при расчленении и корреляции разрезов. Пласт Улуг подстилается углистыми аргиллитами и/или алевролитами с постепенным переходом непосредственно в сам уголь, вверх по разрезу имеет резкую границу с перекрывающими песчаниками крупнозернистыми массивными с включениями гальки. По кровле пласта Улуг эрбекская свита подразделяется на нижнеэрбекскую и верхнеэрбекскую подсвиты. Позже в качестве стратотипа нижнеэрбекской подсвиты предложен разрез в интервале 540-415,5 м скв. 27 на Каа-Хемском месторождении, где она залегает субгоризонтально и имеет нижнюю и верхнюю границы, верхнеэрбекской подсвиты – по скв. 762/1 в междуречье Улуг-Хем (Енисей) и Элегест в интервале 785,9-294,0 м, где она ложится с размывом на пласт Улуг и перекрывается мощной пачкой среднезернистых песчаников основания салдамской свиты [Берзон, Петрухина, 2016]. Мощность эрбекской свиты варьирует от 480 до 610 м. В действующей унифицированной региональной стратиграфической схеме юрских отложений эрбекская свита была выделена в объеме нижнего доггера (аален) [Решения..., 1981].

В работе [Берзон, Петрухина, 2016] средний отдел юры по кровле пласта Улуг расчленен на две свиты - улугхемскую и каахемскую. Так, возраст улугхемской и каа-хемской свит, соответствующих нижне- и верхнеэрбекской подсвитам по Лосеву, обоснован в объеме аален-байоса и бата соответственно (Рисунок 1.2). Палинокомплекс байоса в улугхемской свите аналогичен споро-пыльцевому комплексу байоса, прослеженному в средней подсвите итатской свиты с пластом рабочей мощности «Итатский» и бородинской свите с пластом «Бородинский» Канско-Ачинского бассейна [Смокотина, 2017].

Средний–верхний отдел

Салдамская свита широко распространена в УХБ, где ее наиболее полные разрезы вскрыты в северной части бассейна. Свита описана А.Л.Лосевым в 1955 г по правому берегу р. Элегест в нижнем течении. Ее разрез характеризуется монотонным чередованием сероцветных алевроито(30 %)-песчаных(50 %) пород и аргиллитов (15 %), изредка отмечаются уровни с конгломератами (5 %) и маломощные (0,05-0,5 м) прослои углей (до 1 %), не имеющие промышленного значения. Залегая с размывом на эрбекской свите, переход от которой сопровождается обильной фауной пресноводных пелеципод, салдамская свита согласно перекрывается отложениями бомской свиты. Мощность салдамской свиты варьирует от 280 до 550 м по периферии

бассейна, достигая 750 м в центральной части. Из отложений салдамской свиты собраны многочисленные остатки флоры и фауны (Семериков, 1989ф). В составе фауны определены *FerganoconchaminorMartins.*, *F. gigasp. nov.*, *Fergano-condrasp.*, *Tutuellasp.*, *Pseudocardiniatuvensis sp. nov.*, *P. cf. murti-nensis (Leb.)*, *P. cf. PusillaMartins.*, *P. cf. subacuminataMartins.*, *P. sibirensis sp. nov.*, *P. turfanensisMartins.*, *P. (?) busimensis (Leb.)*, *Sibireconchacf. lankoviensisLeb.*, *Uniosp. u Bithyniacf. jurassicasp. nov.* [Мартинсон, 1961]. На основании их определений возраст свиты датируется средне-позднеюрским. В песчаниках верхней части салдамской свиты в местечке Калбак-Кыры обнаружены костные останки юрских динозавров. По комплексу флоры, фауны и последним определениям СПК возраст салдамской свиты соответствует концу батакелловой-оксфорду [Берзон, Петрухина, 2016].

Верхний отдел юры – нижний отдел мела

Бомская свита распространена только во внутренних частях Улуг-Хемского бассейна, в междуречье Эрбека и Биче-Баян-Кола, где находится ее стратотип. Выделена А.Л. Лосевым в 1955 г. по разрезу на г. Бом. Свита сложена преимущественно песчаниками с редкими прослоями алевролитов и конгломератов. Свита не угленосна. Породы бомской свиты ложатся на разные уровни салдамской свиты, между ними установлено незначительное угловое и азимутальное несогласие. Изначально свита не была охарактеризована палеонтологически, возраст ее был принят условно позднеюрским, а граница с салдамской свитой была проведена по заметному литологическому отличию с нижележащими породами, по подошве горизонта конгломератов мощностью 12 м, состоящих из обломков каменноугольных отложений, галек из пород эрбекской и салдамской свит. Мощность свиты достигает 320 м. В 1986 г. А.А. Семериковым по фауне двустворок и гастропод был определен позднеюрский-раннемеловой возраст бомской свиты, который был в дальнейшем уточнен до титона-берриаса по находкам кариноцирен верхнеюрского облика и споро-пыльцевого комплекса нижнего мела [Глушков, 1992ф; Берзон, Петрухина, 2016].

Следует отметить, что предложенная А.Л. Лосевым схема расчленения юрских отложений УХБ, которая с некоторыми дополнениями легла в основу региональной стратиграфической схемы 1981 года удовлетворяла не всех. Еще в 1964 г. П.П. Тимофеевым на основе детального литолого-фациального анализа было предложено разделение эрбекской свиты по кровле пласта Улуг на две самостоятельные улугхемскую (байос, возможно верхи аалена) и нижнекызыльскую (байос-бат), салдамская свита была названа им верхнекызыльской (бат, возможно низы келловея) (Рисунок 1.2). Предложенные три свиты по П.П. Тимофееву составляли тувинскую серию. С возобновлением поисковых работ в 80-ые годы XX в. А.А. Семериковым были получены новые данные по документации и опробованию новых скважин, собраны и определены палеонтологические материалы и т.д., на основе которых, вслед за П.П. Тимофеевым, им

предложено деление эрбекской свиты на улугхемскую и каахемскую по пласту Улуг в несколько ином объеме и возрастном интервале. За салдамской свитой он оставил ее нижнюю угленосную часть в объеме верхней юры, а верхняя безугольная названа им сесерлигской свитой [Кудрявцев и др., 2003]. В 2013-2015 гг. при геологическом доизучении кызылского номенклатурного листа Е.И. Берзоном и И.В. Смокотиной предложено новое стратиграфическое расчленение юрского разреза Улуг-Хемского бассейна на основе литологических и палеонтологических признаков. Так же, как и предшественники, они предложили перевести нижнеэрбекскую и верхнеэрбекскую подсвиты в ранг самостоятельных свит, переименовав их в улугхемскую и каахемскую соответственно, при этом стратиграфические подразделения юры-мела УХБ получили новые уточнения возрастов вплоть до ярусов [Берзон, Смокотина, 2015; Берзон Петрухина, 2016].

1.3. Тектоническое строение

Характеристика тектонического строения Улуг-Хемского осадочного бассейна приведена по материалам [Угольной базы России..., 2002], которая, в свою очередь, основана на фондовых материалах по отчетам А.Л. Лосева, Р.Т. Уссара, Ю.В. Глушкова, В.И. Шибанова и др.

Улуг-Хемский осадочный бассейн представляет собой отрицательную структуру I порядка типа наложенной мульды, приходящуюся на зону сочленения структурных комплексов герцинид (северо-западная половина бассейна) и салаирид (юго-восточная половина бассейна). Его образование связано с мезозойским этапом тектонической активации сводово-глыбового характера в тектонически мобильной области на границе Тувинского рифтогенного герцинского прогиба и южной части Таннуольско-Хамсаринской салаирской островодужной системы.

Бассейн вытянут в субмеридиональном направлении, имеет длину более 70 км, его ширина в разных частях варьирует от 30 до 50 км, площадь составляет около 2700 км².

Основание прогиба разбито серией разрывных нарушений на отдельные блоки, среди которых В.И. Шибановым выделены четыре структуры II порядка: Северный (А), Срединный (Б), Южный (В) и Юго-западный (Г) (Рисунок 1.3). Блоковая структура фундамента бассейна оказывала влияние на процессы осадконакопления, что выражается в фациальной изменчивости отложений, резком колебании мощностей элегестской свиты вплоть до ее выклинивания на незначительных расстояниях, изменении мощности основного угольного пласта Улуг, угленасыщенности разрезов. В последующем блоки фундамента испытывали неоднократные постседиментационные перемещения с образованием в мезозойском чехле складок, флексур и разрывов. Структуры II порядка, в свою очередь, осложнены складчатыми структурами III и более мелких порядков и разрывными нарушениями.

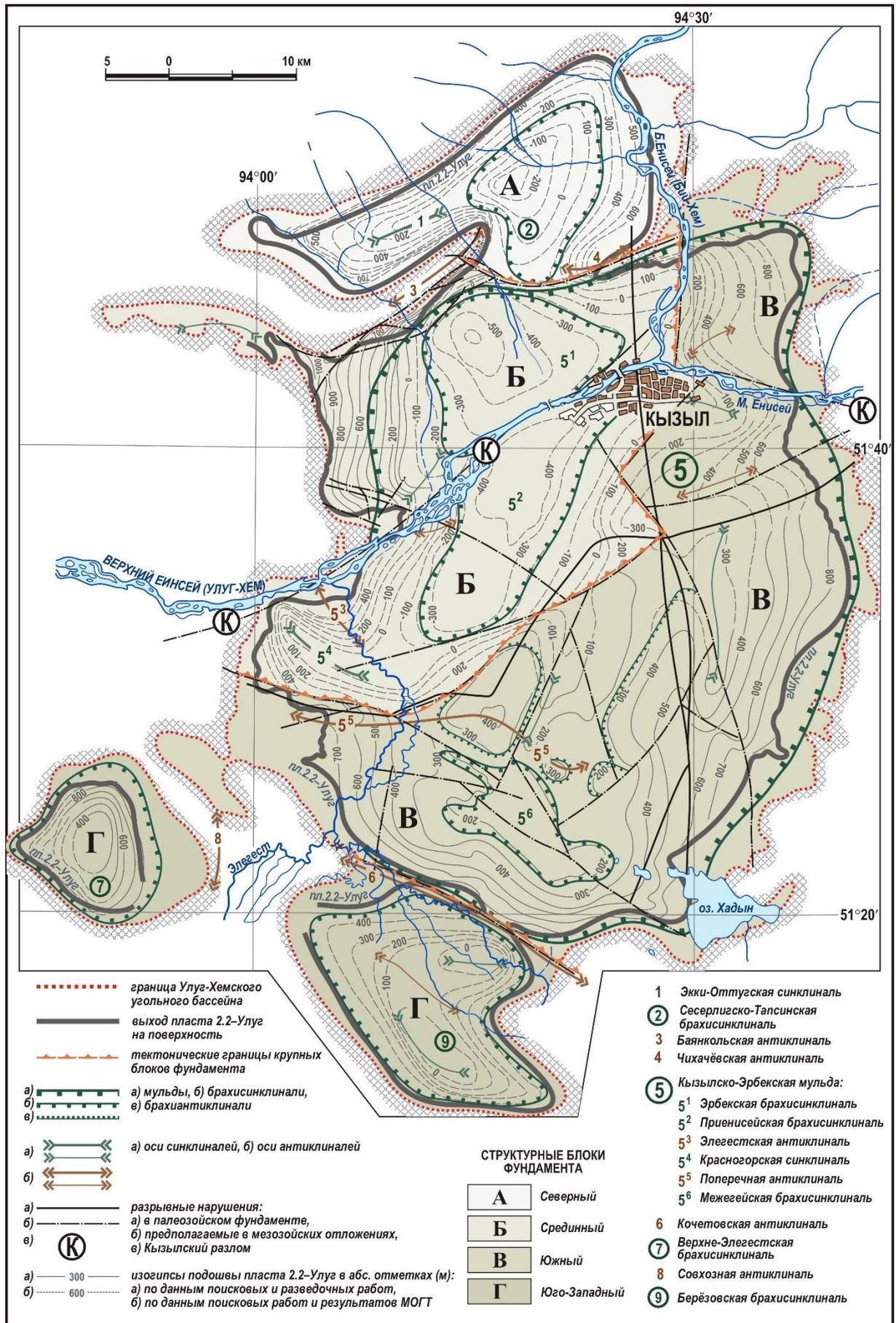


Рисунок 1.3 – Структурно-тектоническая схема Улуг-Хемского бассейна [Лебедев, 2007]

Северный блок А представлен структурой овальной формы, длинной осью в 37 км вытянутой в субширотном направлении. Ширина блока колеблется от 3 до 16 км, площадь около 420 км². Границей блока с северо-востока, севера и запада является область распространения юрских образований, с юга и востока – разрывные нарушения. Северный блок осложнен складчатыми структурами III порядка, среди которых выделяются Эчки-Оттугская синклиналь, Серлигско-Тапсинская мульда, Баянкольская и Чихачевская антиклинали.

Южнее блока А выделяется Кызыльско-Эрбекская мульда, состоящая из двух крупных тектонических блоков Б и В. Разрезы блоков отличаются друг от друга по угленасыщенности, мощности основного пласта Улуг, наличию или отсутствию нижнеюрской элегестской свиты.

Срединный блок Б представлен структурой по форме близкой к овальной, вытянутой в северо-восточном направлении. Размеры блока 34 x 25 км, площадь около 850–860 км². Северная, восточная и южная границы блока проводятся по сериям разрывных нарушений, западная – соответствует границе распространения юрских отложений. Блок Б разделен разломом, проходящим вдоль долины р. Енисей, на правобережный и левобережный части. Правобережный блок приподнят относительно левобережного на 100–300 м. Правобережная часть блока Б осложнена складчатыми структурами IV и V порядков: в его центральной части выделяется Эрбекская брахисинклиналь, по периферии блок осложнен флексурными складками.

В левобережном блоке установлены складчатые деформации IV и более мелкого порядков: Красногорская и Элегестская синклинали, Приенисейская брахисинклиналь.

Южный блок В в плане имеет сложные очертания, является наиболее изученным к настоящему времени. Площадь блока составляет около 1360 км². Северная, восточная и западная границы блока В совпадают с границами Улуг-Хемского бассейна, северо-западная – приурочена к серии разломов, а на юге граница блока проводится по Кочетовской антиклинали. Серией разрывных нарушений северо-западного и северо-восточного простирания блок В разбит на девять блоков III порядка, представляя собой мозаичную структуру. Размеры составных блоков варьируют от 6x14 до 14x22 км, площади – от 60 до 200 км². В свою очередь блоки III порядка осложнены брахиформными складчатыми структурами IV и более мелкого порядков. В пределах блока В выделены Поперечная антиклиналь (флексура субширотного простирания), Межегейская брахисинклиналь и Кочетовская антиклиналь.

Юго-западный блок Г наименее изученная в тектоническом отношении структура Улуг-Хемского бассейна. Она пространственно совпадает с обширной кайнозойской депрессией. Предположительно блок Г состоит из двух разобщенных синклинальных структур, сложенных юрскими угленосными отложениями – Верхне-Элегестской брахисинклинали в северо-западной части и Березовской брахисинклинали юго-восточнее от первой.

Дизъюнктивная тектоника мезозойского разреза бассейна остается до конца не изученной. Выделяемые в пределах Улуг-Хемской впадины разрывные нарушения имеют различную степень достоверности. Геофизическими методами исследований с наибольшей достоверностью установлены дизъюнктивы в палеозойском фундаменте бассейна – в пределах Центрального и Южного блоков (Б и В), что отчасти связано с их большей изученностью по сравнению с Северным и Юго-западным блоками. Часть разломов установлена прямыми геологическими наблюдениями, бурением, дешифрированием аэрофотоснимков, другие прослеживаются по косвенным признакам, таким как «сгущение» либо «излом» изогипс подошвы пласта 2.2-Улуг, резкие изменения его мощности, геоморфологические особенности отдельных участков бассейна. Наибольшая плотность разрывных нарушений характерна для антиклинальных структур, ориентировка разломов преимущественно совпадает с простиранием положительных структур, осложняя их присводовые участки.

Разломы вдоль северной и юго-восточной границы блока Б имеют конседиментационный характер и представляют собой взбросы с почти вертикальными плоскостями сместителей и амплитудами 100-200 и 10-100 м соответственно. В восточной части блока Б разлом меридионального простирания частично приуроченный к долине р. Бий-Хем по характеру и времени заложения аналогичен вышеописанным, обусловлен активизацией более древнего Бий-Хемского разлома глубинного заложения. К зоне Кызылского разлома вдоль долины р. Енисей, предполагаемого в результате многолетних сейсмонаблюдений, приурочены очаги землетрясений с глубиной 20-25 км. К неотектоническим разрывным нарушениям также отнесены разломы вдоль северо-западной границы блока Б, имеющие характер взбросов и взбросо-надвигов с крутыми практически вертикальными плоскостями сместителей и амплитудами смещений от первых десятков метров до 200 м.

В пределах Южного блока В установлена серия разрывных нарушений: постседиментационные северо-восточного простирания и неоген-кайнозойские по палеоврезу северо-западного простирания. По характеру перемещений они относятся преимущественно к взбросам с амплитудами 50-70 м.

В целом дислоцированность угленосной толщи Улуг-Хемского бассейна может считаться незначительной, породы характеризуются выдержанным залеганием с преимущественно пологими углами падения за исключением северо-западной части бассейна [Лебедев, 2007; Угольная база России..., 2002].

1.4. Угленосность

На территории Улуг-Хемского бассейна выделены 5 месторождений каменного угля и Юго-Восточная перспективная угленосная площадь. Из них в настоящее время разрабатываются 3 месторождения, их основные характеристики приведены ниже.

Каа-Хемское месторождение расположено в восточной части УХБ (Рисунок 1.1) и приурочено к восточному пологому крылу обширной Кызылско-Эрбекской мульды. Первые поисковые и разведочные работы на месторождении проводились в период 1950–1953 гг. С 1970 г в северо-восточной части месторождения ведется добыча угля открытым способом (разрез «Каа-Хемский»). Площадь месторождения составляет порядка 180 км². Угленосность месторождения связана с тремя пластами рабочей мощности – основным выдержанным пластом 2.2-Улуг мощностью от 0,85 до 12 м (в среднем 7,38 м) и пласты 3 и 4 с мощностями 1,45 и 2,2 м в среднем. Выявлены еще 16 угольных слоев с суммарной мощностью до 4 м. Угли пласта 2.2-Улуг в силу геологического строения по своим химико-технологическим показателям подразделяются на выветрелые, окисленные (с аналитической влагой >2 %), полуокисленные (с аналитической влагой ≤ 2 %) и неокисленные (аналитическая влага <2 и пластический слой >20 мм). Неокисленные разности являются среднезольными (8,13-17,57 %), малосернистыми (0,21-0,56 %), с высоким выходом летучих – 42-46 %. Угли газовые и подходят для коксования в шихте с отощёнными углями. Месторождение отнесено к 1-ой группе по сложности геологического строения – простого строения с крупным выдержанным и однородным пластом [Лебедев, 2007]. Запасы углей Каа-Хемского месторождения по состоянию на 01.01.2014 г категорий А+В+С₁ составляют 287,8 млн. т, в т. ч. для открытых работ – 56,450 млн. т, категории С₂ – 3,9 млн. т, забалансовые – 9,3 млн. т [Колямкин и др., 2015ф].

Межегейское месторождение расположено в юго-западной части УХБ (Рисунок 1.1) и приурочено к пологому юго-западному крылу Кызылско-Эрбекской мульды. Детальная разведка разных участков месторождения проводилась в периоды 1948-1950 гг. под руководством А.Л.Лосева, в 1953-1956 гг. В.С.Быкадоровым. Площадь месторождения составляет 270 км². Кроме основного пласта 2.2-Улуг мощностью от 0,6 до 6,1 м (в среднем 3–4 м), с которым связано 65 % запасов углей месторождения, на западном фланге месторождения в нижнеюрской элегестской свите выявлен пласт 1.1-Межегейский простого строения мощностью 0,4–2,05 м. Салдамская свита здесь относительно угленасыщена, но пласты и пропластки угля не имеют промышленного значения. По петрографическому составу угли пласта 2.2-Улуг на Межегейском месторождении однородные витринитовые. Содержание витринита составляет 80-100 % (в среднем 94 %), инертинита от 0 до 20 % (3,7 %). Содержание других микрокомпонентов угля ничтожно мало, либо в силу более высокой степени метаморфизма межегейских углей (R₀ до-

стигает 1,2 %) они утрачивают свои диагностические признаки при петрографических исследованиях. Минеральная часть представлена кальцитом, пиритом, кварцем, глинистыми минералами. Угли низкзолые (в среднем 7,2 %), малосернистые (0,36 %), малофосфористые (0,01 %). Угли пласта 2.2-Улуг относятся к марке Ж и представляют собой высококачественную основу шихт для слоевого коксования [Лебедев, 2007; Угольная база..., 2002]. На государственном балансе по состоянию на 01.01.2014 г запасы углей Межегейского месторождения по категориям А+В+С₁ – 213,471 млн т, забалансовые – 53,409 млн т.

Элегестское месторождение расположено в юго-западной части УХБ (Рисунок 1.1) и приурочено к одноименному тектоническому блоку Кызылско-Эрбекской мульды. Основные черты месторождения были установлены в период 1946-1957 гг. Площадь месторождения 90 км². Пласт 2.2-Улуг здесь имеет мощность от 3,75 до 11,12 м при среднем значении 6,47 м, в нем сосредоточено 67,7 % запасов угля месторождения. Практическое значение имеют еще три пласта 4.9, 6.7 и 6.11 с мощностями от 0,55 до 2,60 м. По петрографическому составу, составу минеральной части, техническим и технологическим показателям угли практически идентичны межегейским углям. Месторождение по особенностям геологического строения относится к I группе [Лебедев, 2007]. Балансовые запасы каменного угля Элегестское месторождения по состоянию на 01.01.2014 г. категорий А+В+С₁ составляют 775,553 млн т, категории С₂ – 79,371 млн т (только для подземной отработки), забалансовые – 91,042 млн т [Колямкин и др., 2015ф].

1.5. Газоносность

Процессы угленакопления (торфонакопления) и углеобразования на всем своем протяжении сопровождаются одновременным образованием и выделением газов. По некоторым оценкам объемы метана в угольных месторождениях мира, как в нетрадиционных источниках УВ, соизмеримы с мировыми ресурсами природного газа. Основным источников углеводородных газов в угольных бассейнах является органическое вещество. В диагенезе основной объем сгенерированного метана является результатом жизнедеятельности анаэробных микроорганизмов, завершают процесс метанообразующие бактерии. В катагенезе из концентрированных и рассеянных форм ОВ в процессе термokatалитических реакций образуются главные компоненты газов угольных месторождений – метан и его гомологи, азот, углекислый газ, в меньшей степени водород, окись углерода и инертные газы. Вместе с газами угли способны генерировать некоторое количество жидких углеводородов. В угольных бассейнах газ содержится в трех состояниях: 1) свободном – в порах и трещинах пород и углей; 2) сорбированном – этот вид преобладает в углях; 3) растворенном – в воде.

На газоносность угольных бассейнов оказывают влияние множество факторов – тип бассейна, геологическое строение месторождения, угленасыщенность, мацеральный состав и степень катагенеза углей, тектоническая обстановка, глубина залегания, проявления магматизма и др. При прочих равных условиях газоносность угленосной толщи прямо пропорциональна угленасыщенности разреза и степени преобразованности углей. Так, в Кузнецком бассейне наиболее газоносны пласты балахонской серии в Анжерском, Кемеровском и Прокопьевско-Киселовском районах с коэффициентом угленосности – 10–12 %, местами до 30 %. Различия мацерального состава углей оказывают существенное влияние на их газоносность на средних стадиях катагенеза. Так, наибольшей газоносностью обладают угли марок ГЖ, К, сложенные блестящими и полублестящими литотипами. Повышенное содержание фюзинитового компонента способствует увеличению газоносности угля, а лейптинита – вносит вклад в образование тяжелых углеводородов. С ростом катагенеза дифференциация в газоносности углей разного петрографического состава сглаживается [Фомин, 2019].

В 2011 г. метан угольных пластов (МУП) признан самостоятельным полезным ископаемым и внесен в Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод. Добыча метана угольных пластов ведется ООО «Газпром добыча Кузнецк» на Талдинской (95,3 млрд м³) и Нарыкско-Осташкинской (918 млрд м³) площадях Кузбасса. На Петербургском Международном экономическом форуме-2021 подписано соглашение и началось строительство в Кузбассе первого в России завода СПГ на основе угольного метана. За рубежом добыча угольного метана производится в США, Китае и еще более чем в 20 странах.

В Улуг-Хемском бассейне при выполнении геологоразведочных работ на угольных месторождениях проводилось изучение газоносности угольных пластов, которое рассматривалось с позиций возникновения опасных условий при отработке угольных пластов. Но сейчас, на современном этапе исследований, имея примеры отработки метана угольных пластов как самостоятельного полезного ископаемого, можно предложить постановку комплекса специализированных исследований по изучению газоносности угольных пластов Улуг-Хемского бассейна на предмет определения возможности добычи метана и использования его для нужд региона.

Газоносность угленосных отложений наиболее изучена в северо-восточной и юго-западной частях Улуг-Хемского бассейна. Глубина первого появления метана на Элегестском месторождении составила 50, на Межегейском – 80 м. Глубинные интервалы распространения газовых зон по площади бассейна изменчивы. На юго-западном крыле бассейна метано-азотная зона зафиксирована на интервале до 250 м, а в центральной части – до 550 м, на северо-восточном крыле – до 190 м. В антиклинальных структурах, ниже зоны газового выветривания, газоносность пласта Улуг резко возрастает и достигает 17 м³ /т.с.б.м. (сухой беззольной массы) на глубине 450 м. Газоносность пласта в синклиналиных и брахисинклиналиных структурах с

глубиной растёт более плавно ($11 \text{ м}^3 / \text{т.с.б.м.}$ на глубине 600 м). Общей чертой распределения углеводородных газов в пределах Элегестского и Межегейского месторождений является интенсивное нарастание газоносности угольных пластов с глубиной от верхней границы метановых газов и отсутствие газовой стабилизации. Газоносность углей пласта Улуг соответствует их потенциальной метаноемкости [Угольная база России..., 2002; Куликова, 2016].

Таким образом, важной особенностью в закономерности распределения метана в угольных пластах является интенсивное нарастание газоносности с глубиной от верхней границы метановых газов. В целом по бассейну установлена верхняя граница метановых газов, которая расположена на глубине 350–400 м, а в местах крутого залегания пласта 2.2-Улуг до 600 м. Зона газового выветривания определяется глубиной 0–150 м. Метаноносность пласта 2.2-Улуг колеблется в пределах от 2,26 до $17,0 \text{ м}^3 / \text{т.с.б.м.}$, в среднем – $9\text{--}10 \text{ м}^3 / \text{т}$ [Угольная база России..., 2002]. Используя эти параметры, в некоторых фондовых материалах произведен приблизительный подсчет ресурсов метана в каменных углях пласта 2.2-Улуг. При более точном и детальном подсчете УХБ по запасам метана может соответствовать категории средних месторождений (от 3 до 30 млрд. м^3 газа).

Однако угленосность и газоносность углей не является надежной предпосылкой для рентабельного извлечения метана из угольных пластов, необходимо выявление площадей с повышенной проницаемостью и газоотдачей углей. Объемы добычи метана зависят не только от количества угля и сорбированного в нём метана, но и от фильтрационных параметров пластов, которые определяются структурно-геодинамическим состоянием горного массива. Хорошо развитые системы макро-, мезо- и микротрещин играют главную роль в полной проницаемости угольных пластов [Куликова, 2016].

Реализация комплексного проекта по освоению и добыче метана угольных пластов может решить проблемы безопасности, связанные с взрывоопасностью при добыче угля шахтным способом, покрыть потребности республики в горючем газе, как региона, удаленного от основных месторождений углеводородов и магистрального газопровода, а в зимнее время улучшить экологическую обстановку воздушного бассейна населенных пунктов региона.

Глава 2. МАТЕРИАЛ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1. Фактический материал

Основу для изучения геохимических особенностей органического вещества и петрографического состава углей УХБ составил каменный материал, отобранный автором в период полевых работ в 2017 и 2021 гг. из обнажений в бортах отработанного разреза Элегестского месторождения, действующего разреза «Каа-Хемский», а также естественного выхода пласта Улуг на горе Бегреда (маршрутная точка 229). Образцы угля из шахты на Межегейском месторождении были отобраны в соответствии с представленной автором схемой главным геологом ООО УК «Межегейуголь» А.Л. Трулем в 2018 г. В исследовании использованы также образцы угля и вмещающих пород Каа-Хемского месторождения, предоставленные н.с. Н.Н. Янчат (Тув-ИКОПР СО РАН). Всего в работе изучено и опробовано 7 разрезов среднеюрского пласта Улуг, из которых суммарно отобрано и исследовано 37 образцов угля и углистых вмещающих пород (Рисунок 2.1). Выбор мест опробования угольного пласта в разных частях бассейна производился с учетом доступности, направления изменения степени метаморфизма, глубины залегания, литофациального контроля, удаленности от вероятных областей сноса и предполагаемых границ бассейна древнего торфонакопления. Ниже приведены описания основных изученных обнажений послойно снизу вверх по разрезу с указанием мест отбора образцов.

Обнажение на горе Бегреда (м.т. 229) расположено в северной части УХБ. Здесь в обнажении слева от автомобильной дороги Р-257 «Енисей» Красноярск–Кызыл на 771 км в субвертикальном залегании обнажаются (Рисунок 2.2):

Слой 1. Базальные конгломераты основания юры. Конгломерат фиолетово-охристый мелкогалечный. Обломочный материал представлен кварцем, окварцеванными породами, обломками местных пород. Цемент песчаный крепкий.

Слой 2. Алевроаргиллит углистый черно-серого цвета. Переход в перекрывающий угольный пласт постепенный с нарастанием углистости и уменьшением алевритовой составляющей вверх по разрезу. Мощность 0,45 м.

Слой 3. Уголь каменный, черный, на поверхности выветрелый до крошки полублестящий и полуматовый. На глубине около 0,4 м черный блестящий, хрупкий, рассыпается на отдельные куски. Нижняя граница постепенная. Мощность пласта Улуг здесь 3,2 м.

Слой 4. Песчаник желтый гравелистый с крупной косою разнонаправленной слоистостью. Отмечаются многочисленные включения крупных фрагментов веток и стволов ожелезненных, редко углефицированных. Нижняя граница четкая, ровная.

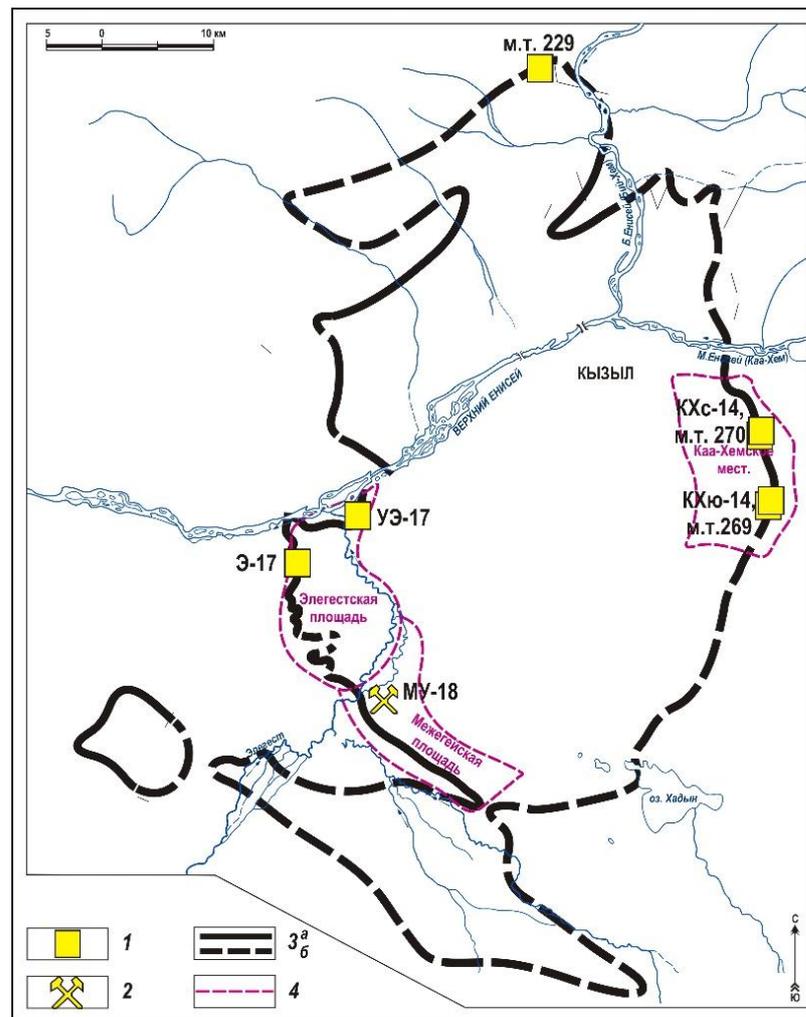


Рисунок 2.1 – Расположение изученных обнажений и точек отбора образцов в Улуг-Хемском бассейне: 1 - обнажения; 2 - шахта; 3 - выход пласта Улуг на поверхность: а - достоверны, б – предполагаемый

Каа-Хемское месторождение

На Каа-Хемском месторождении изучены 4 обнажения, всего отобрано 18 образцов. Геохимическими методами охарактеризованы образцы обнажений КХс-14, КХю-14.

Обнажение КХс-14 исследовано на угольном разрезе «Каа-Хемский», (участок «Север»). Борты угольного карьера отвесные, высота борта 35-37 м. Возраст угленосных отложений принят по определениям [Берзон, Петрухина, 2016] и соответствует аален-байосу. Здесь в западном борту карьера вскрываются (Рисунок 2.2):

Слой 1. Почва пласта Улуг. Песчаник серый массивный, средне-крупнозернистый, углистый. Видимая мощность 0,15 м (в нарушенных ковшом экскаватора участках нижней площадки карьера).

Слой 2. Пласт Улуг. Уголь каменный, черный, блестящий, полублестящий, преимущественно массивный, участками слегка рассланцован, трещиноватый, отмечаются зеркала скольжения с

штриховатой поверхностью. По трещинам тонкой пленкой развит кальцит. Нижняя граница четкая. Мощность 0,5 м.

Слой 3.Породный прослой (партинг) в пласте Улуг. Углисто-карбонатная порода темно-серого цвета. Карбонатная часть представлена преимущественно кальцитом, редко доломитом и анкеритом. Зольность 51 %. Мощность партинга 3 см.

Слой 4. Пласт Улуг. Аналогичный описанному. Мощность 1,45 м.

Слой 5. Кровля пласта Улуг. Песчаник буровато-серый массивный, разномзернистый, гравелитистый. Обломочная часть сложена обломками гранитов, кварца, полевых шпатов, обломками кислых эффузивов. Цемент карбонатный. Нижняя граница резкая. Мощность песчаников около 6 м. Выше по разрезу залегают вскрышные породы.

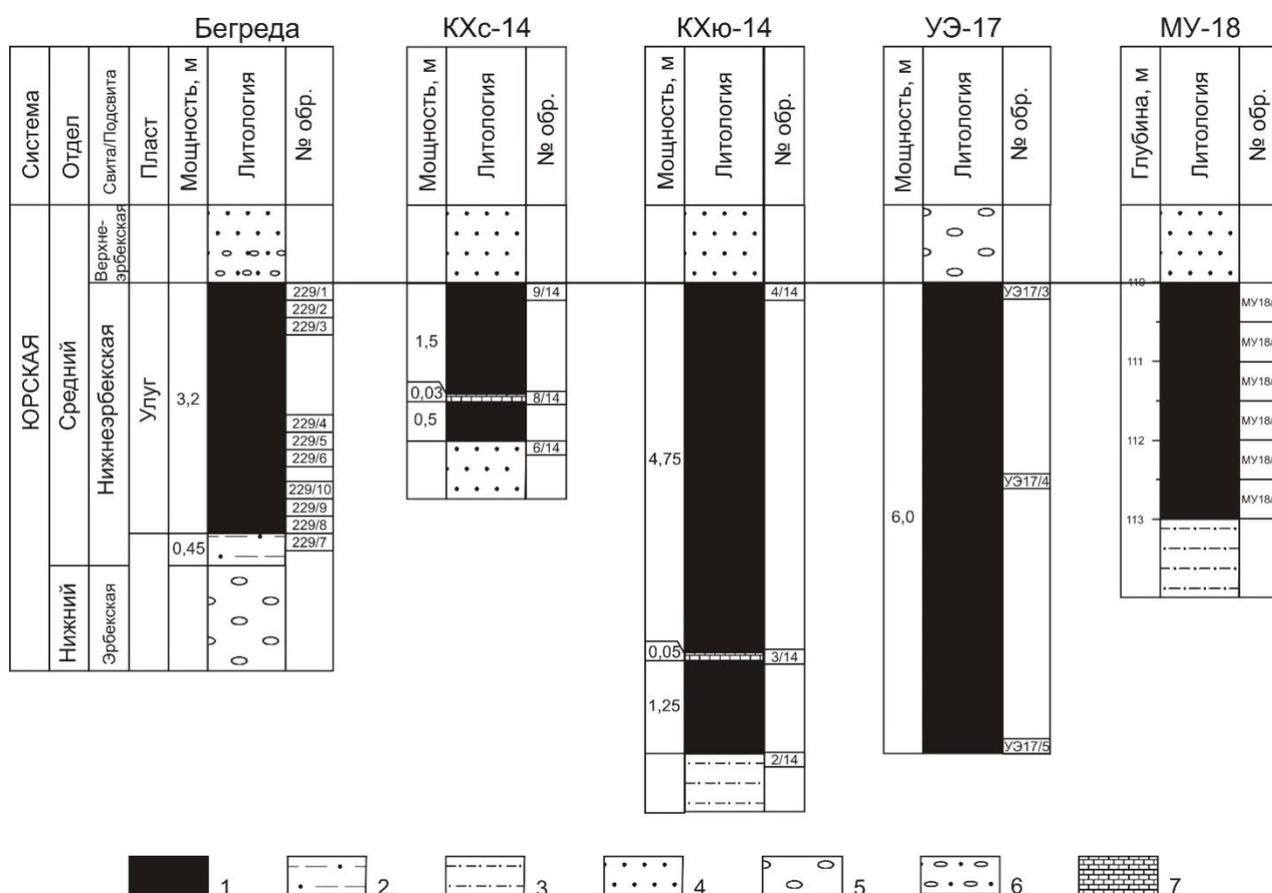


Рисунок 2.2 – Разрезы основных изученных обнажений пласта Улуг УХБ

Условные обозначения: 1–7 Литологические типы пород: 1 – уголь; 2 – алевроаргиллит; 3 – алевролит; 4 – песчаник; 5 – конгломерат мелкогалечный; 6 – песчаник с включениями галек; 7 – кальцит

Обнажение КХю-14 (разрез «Каа-Хемский», участок «Юг», борта отвесные, высота борта 50-56 м). Здесь в западном борту карьера вскрываются (Рисунок 2.2):

Слой 1. Почва пласта Улуг. Алевролит буровато-черный массивный, мелкозернистый, углестый, крепкий.

Слой 2. Пласт Улуг. Уголь каменный, черный, сложен блестящими и полублестящими разностями, преимущественно массивный, местами сланцеватый, трещиноватый, по трещинам развит белый кальцит. Отмечаются зеркала скольжения со штриховатой поверхностью. Нижняя граница четкая. Мощность 1,25 м.

Слой 3. Партинг в пласте Улуг. Углисто-карбонатная порода темно-серого цвета. Карбонатная часть представлена преимущественно кальцитом, в меньшей степени доломитом и анкеритом. Верхняя и нижняя границы четкие, ровные. Зольность породного прослоя 52 %. Мощность партинга 5 см.

Слой 4. Пласт Улуг. Аналогичный описанному. Мощность 4,75 м.

Слой 5. Кровля пласта Улуг. Песчаник светло-серый массивный, среднезернистый. Нижняя граница резкая ровная. Мощность песчаников около 6 м. Выше по разрезу залегают вскрышные породы.

Элегестское месторождение

Обнажение УЭ-17 (участок «Восточный», оработанный карьер в с. Усть-Элегест, борт отвесный, высота 10-15 м). Здесь в северном борту карьера залегают (Рисунок 2.2):

Слой 1. Уголь каменный, черный, блестящий, массивный, однородный. Видимая мощность пласта Улуг 6,0 м. Внизу осыпь из угля.

Слой 2. Кровля пласта Улуг. Грубообломочная толща, представленная конгломератом светло-коричневым мелкогалечным. В основании толщи уровень с песчано-известковистыми конкрециями серого цвета размерами 2-3 м x 1-1,5 м. Конкреции окаймлены коркой выветривания, вероятно, железистой, толщиной до 5-7 см. Конгломерат местами разрушена до валунов и щебня в результате буровзрывных работ.

Межегейское месторождение

Разрез МУ-18. Расположен в шахте ООО УК «Межегейуголь», на участке КСОЗ, в промежуточном штреке 3, в 3м от сопряжения с ходком 3-18. Глубина отбора пробы 110 м от дневной поверхности. Здесь в разрезе юрских отложений залегают (Рисунок 2.2):

Слой 1. Алевролит темно-серый крупнозернистый углистый. Слоистость горизонтальная за счет послойного накопления углефицированного растительного детрита. Отмечаются ризоиды.

Слой 2. Уголь, каменный, черный, блестящий, массивный, однородный без видимых минеральных линз и вкраплений. Мощность пласта Улуг 3 м.

Слой 3. Песчаник темно-серый среднезернистый массивный. Нижняя граница резкая ровная.

2.2. Определение зольности и влажности

Уголь представляет собой сложную гетерогенную смесь органической массы, минеральной примеси и влаги.

Органическая масса угля – захороненные и преобразованные при торфообразовании, диагенезе и углефикации продукты растительного происхождения и реже простейшие животные микроорганизмы. Элементный состав органической массы угля сложен преимущественно углеродом, содержание которого по мере роста метаморфизма возрастает, подчиненное значение имеют водород, кислород, азот, сера и некоторые другие элементы. Их содержание с увеличением степени углефикации, наоборот, снижается [Фомин, 2019]. Особенности органической массы угля определяют многообразие свойств и степень метаморфизма углей.

Минеральная примесь – это неорганический материал, содержащийся в органической массе угля в тонкодисперсном рассеянном состоянии, в виде тончайших линз и прослоев, а также отдельных кристаллов и конкреций. Вклад в образование минеральной компоненты углей вносят как сами растения-углеобразователи, концентрирующие в процессе своей жизнедеятельности те или иные микрокомпоненты, так и привнесенные в торфяник водой, ветром и другими агентами терригенный материал, а также выпадающие из водных растворов, циркулирующих в торфяниках, хемогенные минералы. Параметром, количественно выражающим содержание минеральной примеси в углях является зольность (%). Уголь и углистые породы условно разграничиваются по зольности 60 % (в пересчете на сухое вещество). Самыми распространенными минеральными примесями являются глинистые минералы (иллит, серицит, каолинит, монтмориллонит), карбонаты (сидерит, кальцит, анкерит), сульфиды железа (пирит, марказит) и других металлов [Фомин, 2019].

Влага в угле может входить в состав органической массы угля (пирогенетическая вода), в кристаллическую структуру некоторых минералов (гидратная влага), но преобладающая часть влаги удерживается в мелких порах и трещинах капиллярными и сорбционными силами (связанная влага) или находится в крупных порах и трещинах (свободная влага). Содержание влаги уменьшается в ряду от бурых углей к антрацитам [Фомин, 2019].

Определение аналитической влажности и зольности образцов проведено с использованием стандартных методик ГОСТ 33503-2015 и ГОСТ Р 55661-2013 соответственно.

2.3. Методы петрографических исследований

Уголь как неоднородное вещество сложен различными микрокомпонентами. Первое разделение углей на четыре составляющие (витрен, фюзен, кларен, дюрен) предложила в 1919

г. М. Стопс. Элементарные составляющие угля, различимые под микроскопом, вслед за М. Стопс называются мацералами (лат. macerare - размягчать). Мацералы представляют собой элементы растительного материала, обладающими, с одной стороны, характерными морфологическими и структурными диагностическими признаками, с другой – изменчивыми в результате литогенеза и метаморфизма химическими и физическими свойствами [Столбова, Исаева, 2013]. Термин мацерал считается удачным как по созвучию со словом минерал, так и по сути, отражающей процесс мацерации, который испытывают органические остатки при разложении – окисление, разрушение. В проходящем и отраженном свете различаются два типа микрокомпонентов: форменные, или структурные, элементы, представляющие собой растительные остатки, сохранившие исходную структуру, и бесструктурную основную массу, утратившую исходные признаки вследствие значительного разложения. К форменным элементам относятся оболочки спор, кутикула, смоляные тельца, водоросли и измененные, но несомненно растительные ткани [Жемчужников, Гинзбург, 1960].

Вклад в становление и развитие углепетрографии в России внесли М.Д. Залесский, Ю.А. Жемчужников, И.И. Аммосов, З.А. Ергольская, С.Н. Наумова, И.Э. Вальц, А.И. Гинзбург, И.Б. Волкова и др. На основе результатов их исследований в 1960 г. в России были стандартизированы терминология и методика определения микрокомпонентов каменных углей [Голицын и др., 2015; Коновалова, Мещерякова, 2012]. Тем не менее существуют разнообразные классификации и номенклатуры мацералов, отличающиеся подходом в упорядочении микрокомпонентов и применимые к различным направлениям углепетрографических исследований. В нашей стране до недавнего времени широко использовалась генетическая классификация (ГОСТ 9414-94), в основу которой положены такие признаки как природа исходных растений-углеобразователей, степень их первичной окисленности (фюзенизации) и структурные особенности, отражающие уровень гелификации фрагментов [Фомин, 2019].

Для развития углепетрографии и верификации данных, полученных исследователями в разных странах, решающее значение имели введение единой номенклатуры и терминологии петрографических составляющих углей и разработка количественных методов оценки петрографических характеристик углей. Для этих целей в 1953 г. был учрежден Международный комитет по петрологии углей и органических ископаемых (International Committee for Coal and Organic Petrology — ICCP). В 1984–1988 годы были разработаны первые международные стандарты ИСО серии 7404 (из пяти частей), отвечающие рекомендациям ICCP [Авгушевич и др., 2019].

В действующей классификации ICCP, которая использовалась в настоящем исследовании, применительно к углям высокого ранга выделяются три группы компонентов ОВ: витринит, инертинит и липтинит [The new vitrinite..., 1998; The new inertinite..., 2001; Pickel et al., 2017]. Группы мацералов и их классификация представлены в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Классификация компонентов ОВ, принятая ИССР (составлено по: The new vitrinite..., 1998; The new inertinite..., 2001; Pickel et al., 2017)

| Группа мацералов | Подгруппа мацералов | Мацерал |
|------------------|---|------------------------------------|
| Витринит (Vt) | Теловитринит | Телинит (Vt _t) |
| | | Колотелинит (Vt _{ct}) |
| | Детровитринит | Витродетринит (Vt _{vd}) |
| | | Колодетринит (Vt _{cd}) |
| | Геловитринит | Корпогелинит (Vt _{kg}) |
| | | Гелинит (Vt _g) |
| Инертинит (I) | Мацералы с сохранившейся клеточной структурой исходной растительной ткани | Фюзинит (I _f) |
| | | Семифюзинит (I _{sf}) |
| | | Фунгинит (I _{fg}) |
| | Мацералы, утратившие клеточную структуру исходной растительной ткани | Секретинит (I _{sec}) |
| | | Макринит (I _{ma}) |
| | | Микринит (I _{mi}) |
| | Фрагментарный инертинит | Инертодетринит (I _{det}) |
| Липтинит (L) | | Кутинит (L _k) |
| | | Суберинит (L _{sb}) |
| | | Споринит (L _{sp}) |
| | | Резинит (L _r) |
| | | Эксудатинит (L _{ex}) |
| | | Хлорофиллинит (L _{ch}) |
| | | Альгинит (L _{al}) |
| | | Липтодетринит (L _{ld}) |
| | | Битуминит (L _b) |

Для реконструкции условий накопления ОВ использовались известные индексы и диаграммы [Mukhopadhyay, 1989; Dissel, 1992].

По мере погружения на глубину на разных стадиях осадочного процесса (диагенеза, катагенеза, метагенеза) осадки/породы претерпевают различные постседиментационные изменения. При характеристике степени преобразования изученных отложений на стадии катагенеза автор придерживался классификации А.Э. Конторовича (1976) и А.Н. Фомина (2005) (Таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Шкалы катагенеза органического вещества по данным разных авторов [Неручев и др., 1976; Фомин, 2005]

| Этапы | Подэтапы | Градации катагенеза | | Витринит | Углемарочная шкала |
|--------------------------|-----------|----------------------|------------------------------|----------------------------------|--------------------|
| литогенеза | | Неручев и др., 1976; | Конторович и др., 1976 | R_{vt}^0 , % (по Фомину, 2005) | ГОСТ 9414-74 |
| диагенез | | диагенез | диагенез | | торф |
| катагенез | прото | ПК ₁ | ПК ₁ | 0.25 | Б ₁ |
| | | ПК ₂ | ПК ₂ | 0.30 | Б ₂ |
| | | ПК ₃ | ПК ₃ | 0.40 | Б ₃ |
| | мезо | МК ₁ | МК ₁ ¹ | 0.50 | Д |
| | | МК ₂ | МК ₁ ² | 0.65 | Г |
| | | МК ₃ | МК ₂ | 0.85 | Ж |
| | | МК ₄ | МК ₃ ¹ | 1.15 | К |
| | | МК ₅ | МК ₃ ² | 1.50 | ОС |
| | апо | АК ₁ | АК ₁ | 2.00 | Т |
| | | АК ₂ | АК ₂ | 2.50 | ПА |
| | | АК ₃ | АК ₃ | 3.50 | А |
| | | АК ₄ | АК ₄ | 5.00 | |
| | метагенез | | | | 7.00 |
| региональный метаморфизм | | | | 11.00 | |

2.4. Методы геохимических исследований

Для изучения органического вещества образцов углей и вмещающих пород был проведен следующий комплекс анализов: экстракция битумоидов хлороформом, определение группового состава, газо-жидкостная хроматография алифатической фракции битумоидов, хромато-масс-спектрометрический анализ алифатической и ароматической фракции битумоидов, пиролиз Rock-Eval, определение C_{org} и изотопного состава углерода (Таблица 2.3). Аналитические исследования выполнены в Институте геологии Коми НЦ УрО РАН (г. Сыктывкар). Пиролиз Rock-Eval выполнен в Томском политехническом университете.

2.4.1. Выделение хлороформенного битумоида А и его фракционирование

Образцы угля и углистой породы измельчались механически до размерности <0,25 мм. Взвешенная навеска породы помещалась в предварительно экстрагированную хлороформе гильзу из фильтровальной бумаги и экстрагировалась хлороформом в аппарате Сокслета в течение 40 ч. Для удаления элементарной серы из экстракта в приемник в процессе экстракции добавлялась губчатая медь. Полученный таким образом раствор помещался в ротационный испаритель для отгона растворителя до минимальной массы. Последующее удаление растворите

Таблица 2.3 – Материал исследования и сведения о количестве выполненных анализов

| Месторождение, обнажение | Σ обр. | W^a , % | A^d , % | Определение мацерального состава | R_o , % | Изотопный состав углерода | Определение C_{org} | Пиролиз Rock Eval | Определение содержания и группового состава битумоидов | Газожидкостная хроматография и хромато-масс-спектрометрия |
|--------------------------|------------------|--------------|-----------|-------------------------------------|-----------|---------------------------|-----------------------|-------------------|---|--|
| Бегреда | 9 | | 9 | 9 | 8 | 1 | 1 | 9 | 9 | 9 |
| Каа-Хемское | 18 | 4 | 6 | 16 | 6 | 1 | 1 | 14 | 6 | 6 |
| Элегестское | 4 | - | - | 3 | 3 | 1 | 1 | 4 | 1 | 1 |
| Межегейское | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | - | - | 6 | 6 | 6 |
| Всего | 37 | 10 | 21 | 34 | 23 | 3 | 3 | 33 | 22 | 22 |

ля проводилось сушкой на воздухе в предварительно взвешенных бюксах до достижения ими постоянной массы с точностью до четвертого знака. Расчёт содержания хлороформенного битумоида $b_{хл}$ в породе проводился по формуле:

$$b_{хл} = \frac{\text{битумоид, г}}{\text{навеска породы, г}} \times 100 \text{ \%}.$$

Получаемый в результате экстракции битумоид представляет собой сложную многокомпонентную смесь соединений, которую для последующего исследования разделяют на отдельные группы (фракции) относительно близкие по химическому строению и составу: насыщенные углеводороды, ароматические соединения, смолы и асфальтены. Процедура получения хлороформенного битумоида и определение его группового состава детально описана в [Руководство по анализу битумов..., 1966].

Первоначально из битумоида осаждаются асфальтены: навеска битумоида растворяется в 1 мл бензола и заливается 40 мл *n*-гексана. Раствор оставляют на 24 ч в темном месте, после чего в результате фильтрования, выпавшие в осадок асфальтены остаются на бумажном фильтре. Фильтр с асфальтенами многократно промывается *n*-гексаном до бесцветного раствора, а собранный таким образом фильтрат представляет собой мальтеновую фракцию.

Мальтеновая фракция разделяется на две фракции – аполярную и полярную с помощью хроматографической колонки $1,5 \times 10$ см, заполненной оксидом алюминия (Fluka). При элюировании смесью хлороформа и *n*-гексана в соотношении 1:5 получают аполярную фракцию, со-

держашую все алифатические и ароматические соединения первоначального битумоида. Элюированием 50% раствором хлороформа в этаноле получают полярную фракцию (смолы).

Аполярная фракция разделяется на алифатическую и ароматическую фракции с использованием хроматографической колонки $0,7 \times 7$ см, заполненной силикагелем (Fluka) при элюировании *n*-гексаном и бензолом соответственно.

Каждая полученная фракция концентрируется путем отгонки растворителя, концентраты переносятся в предварительно взвешенные бюксы. Содержание каждой фракции в процентах рассчитывается по отношению к сумме всех фракций, принимаемой за 100 %.

2.4.2. Газо-жидкостная хроматография и хромато-масс-спектрометрия

При исследованиях молекулярного состава сложных смесей органических соединений применяются методы газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и хромато-масс-спектрометрии (ХМС). ГЖХ-анализ и ХМС применялись для исследования распределения углеводородов-биомаркеров в алифатических и ароматических фракциях битумоидов.

Целевыми углеводородами, которые идентифицируются при помощи ГЖХ, являются алканы нормального и изопреноидного строения. Газовая хроматография выполнялась на приборе Кристалл-2000М. Использовалась капиллярная колонка SPB-1 длиной 30 м, внутренним диаметром 0,32 мм и неподвижной фазой толщиной 0,25 мкм. Газ-носитель – гелий. Температура колонки запрограммирована на нагрев от 110 до 300 °С со скоростью 5 °С/мин. Выдержка при начальной и конечной температурах 1 и 19 минут, соответственно. Температура инжектора 300 °С, температура детектора 300 °С. В качестве растворителя использовался бензол.

Результатом анализа являются коэффициенты, представляющие собой отношения площадей заданных пиков анализируемых углеводородов. Например, отношение пристан/фитан (Pr/Ph) определяется как соотношение площадей пиков пристана и фитана.

Хромато-масс-спектральный анализ применялся для анализа полициклических углеводородов ряда стерана и гопана в составе алифатических фракций битумоидов и выполнялся на приборе Shimadzu QP2010 Ultra. Хроматографическое разделение выполнено на колонке DB-5 длиной 30 м, внутренним диаметром 0,25 мм, толщина неподвижной фазы составляла 0,10 мкм. Температурная программа предусматривала ввод пробы при 100 °С с дальнейшим нагревом до 300 со скоростью 5 °С/мин. Температура интерфейса составляла 250 °С, а ионного источника 200 °С.

Производилась запись полных масс-спектров (SCAN) и запись сигналов, относящихся к избранным, характерным для актуальных для работы классов соединений фрагментных ионов (191, 177, 217, 218 и др.). Для целей качественного анализа применялись данные о спектральных особенностях и порядке элюирования углеводородов биомаркеров отражённые в опубликованных работах x [Петров, 1984, Peters et al., 2006].

2.4.3. Пиролиз Rock Eval

Пиролитический анализатор, позднее получивший название RockEval, был предложен группой французских ученых и разработан для ускоренного определения различных типов материнских пород, их степени катагенеза и углеводородного потенциала [Espitalie et al., 1977].

Сущность метода пиролиза заключается в термическом моделировании процесса нефтегенерации материнской породой. Для этого навеска породы массой до 100 г нагревается в печи в токе инертного газа (азота) при программируемом режиме температуры. На первой стадии процесса по мере повышения температуры в печи до 300-350 °С происходит испарение газовых и жидких УВ, содержащихся в породе в свободном и слабо связанном состоянии, в соответствии с температурами кипения индивидуальных органических соединений. Током инертного газа УВ выносятся в плазменно-ионизационный детектор, который фиксирует их количество в виде интегрального пика, обозначаемого S_1 . Дальнейший нагрев приводит к термическому разрушению керогена, сопровождающемуся выделением как газообразных, так и жидких продуктов деструкции, регистрируемых в пик S_2 . Фиксируется температура T_{max} , отвечающая максимуму пика S_2 [Лопатин, Емец, 1987; Меленевский, 1991].

Анализ образцов пород методом пиролиза на установке Rock-Eval Turbo 6 французской компании Vinci Technologies (Рисунок 2.3). Прибор снабжен второй печью для проведения окислительной фазы пиролиза при котором остаточного ОВ сжигается при 600 °С в токе воздуха с целью определения массы образующегося СО и СО₂ и расчёта содержания $C_{орг}$.

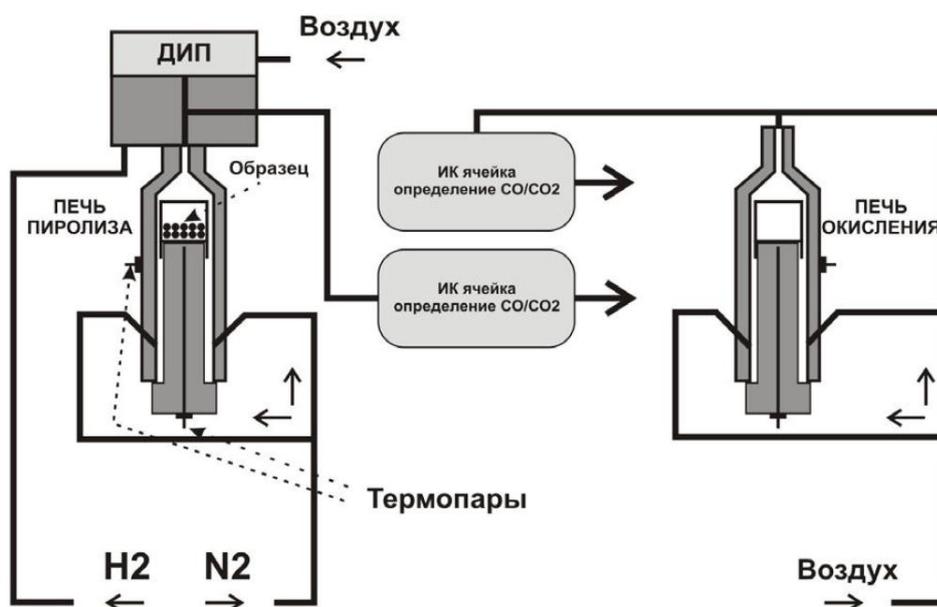


Рисунок 2.3 – Схема прибора Rock Eval 6 Turbo

В результате пиролиза получают набор параметров и расчетных данных, характеризующих ОБ:

- 1) S_1 – содержание свободных и адсорбированных УВ в породе, кг УВ/т породы. Соответствует УВ, генерированным в процессе природного катагенеза.
- 2) S_2 – содержание УВ-продуктов пиролиза при температуре до 550 °С, кг УВ/т породы. Характеризует остаточный нефтегенерационный потенциал керогена. Считается, что значения $S_2 > 6$ кг УВ/т характеризуют богатые нефтематеринские породы, $2 < S_2 < 6$ – удовлетворительные, а $S_2 < 2$ – бедные нефтематеринские породы.
- 3) T_{max} – температура максимального выхода УВ в пике S_2 , совпадающая с максимумом генерации УВ при пиролизе керогена, °С.

Если известно содержание органического углерода (total organic carbon ТОС, % мас.), то определяются следующие отношения:

- 4) $HI = S_2 / TOC$, кг УВ/т орг. С – водородный индекс отражает нефтегенерационный потенциал и тип исходного ОБ. Значения HI до 200 кг УВ/т орг. С характеризуют ОБ террагенного типа, связанного с высшей наземной растительностью. Высокие значения HI указывают на значительный вклад в ОБ аквагенной составляющей;
- 5) $OI = S_3 / TOC$, кг CO_2 /т орг. С – кислородный индекс характеризует содержание кислорода в ОБ и в совокупности с водородным индексом используется для определения типа исходного ОБ путем построения диаграммы Ван-Кревелена [Espitalie et al., 1977; Verheyen et al., 1984].
- 6) $PI = S_1 / (S_1 + S_2)$ – индекс продуктивности характеризует уровень зрелости ОБ и делает возможным зафиксировать главную зону нефтеобразования.

Рассмотрим некоторые из этих параметров более подробно в аспекте пиролиза углей.

Угли при пиролизе обычно показывают низкие значения пика S_1 (за исключением «липтинитовых» углей у которых относительно высокие значения S_1) и наряду с метаном содержат влагу и CO_2 . Значения S_1 для углей могут варьировать от 0 до ~15 мг УВ/г орг. С.

Способность генерировать УВ при пиролизе и, соответственно, значение пика S_2 зависит от таких факторов как степень метаморфизма и петрографический состав. Значение S_2 растет в ряду углей с отражательной способностью витринита R_o примерно до 0,7 % или MK_1^2 по шкале градации катагенеза по [Конторович, 1976], а затем по мере роста метаморфизма начинает снижаться. Но количество УВ пиролиза может варьировать в зависимости от петрографического состава. Наиболее высокий S_2 со значением более 200 мг УВ/г орг. С показывают угли с высоким содержанием липтинита [Teichmuller, Durand, 1983]. Среди мацералов в группе липтинита альгинит, кутинит и суберинит содержат более высокую долю алифатических фрагментов в своей структуре, чем другие липтиниты, такие как споринит и резинит, поэтому они более

склонны к образованию жидких углеводородов [Sykes R. et al., 2004]. Отмечается, что наряду с липтинитом высоководородный витринит (коллотелинит и коллодетринит) также потенциально может генерировать жидкие УВ в процессе углефикации [Wilkins, George, 2002; Chen et al., 2017].

Газовая хроматограмма УВ, образующих пик S_2 , показала преобладание жидких УВ (нефти) в ряду углей с R_o до 1,5 % даже при низком содержании липтинита. Среднее содержание метана в общем количестве УВ пиролиза составляет примерно 12% в углях до стадии $R_o=1$ % (MK_2 – MK_3^1), затем оно увеличивается до 25 % при $R_o=1,5$ % (MK_3^2) [Teichmuller, Durand, 1983].

Значения T_{max} используются для оценки степени катагенеза ОВ: в общем случае в незрелых породах T_{max} составляет < 435 °С, в нефтепроизводящих – 435–470 °С, а $T_{max} > 470$ °С отвечает зоне генерации сухого газа [Peters et al., 2005]. На примере австралийских углей широкого ранга было показано, что для бурых углей со значениями отражательной способности витринита $R_o \approx 0,3$ % значения T_{max} ложатся пределы 395–415 °С, а для каменных углей – 433–480 °С и соответствуют значениям R_o от 0,55 до 1,6 % [Verheyen et al., 1984]. Установлено, что на абсолютные значения T_{max} влияют конструктивные особенности каждой конкретной установки и скорость нагрева образца, а также литологический состав породы и мацеральный состав ОВ, что требует калибровки шкалы катагенеза под задачи конкретной лаборатории [Меленевский, 1991]. Поэтому разработаны методические рекомендации для анализа образцов углей на приборе RockEval [Sykes, Snowdon, 2002].

Эффект взаимодействия ОВ и минеральной массы изучали еще создатели метода RockEval. Они отмечали сложность однозначной оценки влияния минеральной матрицы на результаты пиролиза, так как наряду с каталитическим эффектом, благотворно влияющим на процессы генерации УВ и приводящим к увеличению пика S_2 , происходит удерживание новообразованных углеводородов пиролиза на активной поверхности минеральной матрицы, что, наоборот, ведет к снижению выхода УВ. Эффект минеральной матрицы зависит от совокупности факторов – состава минералов, типа ОВ, содержания органического углерода. В ходе экспериментов авторами было установлено, что уменьшение выхода УВ происходит за счет адсорбции преимущественно тяжелых фракций. С увеличением содержания глинистых минералов увеличивается удержание УВ во время пиролиза, а карбонатные минералы характеризуются низкой активностью [Espitalie et al., 1980]. В случае пиролиза керогена угольного типа (тип III) эффект взаимодействия ОВ и минеральной массы проявляется сильнее, чем для сапропелевого типа (тип I) и объясняется различием в составе углеводородных продуктов пиролиза. Кероген типа III генерирует больше ароматических и гетероциклических структур, т.е. именно тяжелых УВ, которые склонны адсорбироваться на активных центрах минералов [Лопатин, Емец, 1987].

Резюмируя вышеприведенные характеристики метода RockEval, стоит отметить его важное значение применительно к углям. Именно данные пиролиза RockEval подтвердили возможность образования нефти углями, которая ранее лишь качественно была предположена микроскопическими методами, и позволили измерить количественно. В настоящее время пиролиз RockEval активно используется при изучении угольных отложений в комплексе методов для выявления нетрадиционных нефтегазоматеринских комплексов [Qi et al., 2020; Petersen, Hertle, 2018; Zhao et al., 2018; Chen et al., 2017 и др.].

2.5. Применение углеводородов-биомаркеров для исследования органического вещества каустобиолитов

В то время как вопрос об образовании нефти в рамках осадочно-миграционной теории являлся дискуссионным особенно на ранней стадии развития генетических представлений и связан с исследованием состава органического вещества [Вассоевич, 1986; Конторович, 2004; и др.], образование угля из растительных организмов сомнений не вызывало. Угли являются автохтонными по отношению к вмещающим породам и содержат растительные остатки разной степени сохранности, в которых макроскопически и под микроскопом можно идентифицировать ткани разного происхождения (например, кутикулу, споры, древесные структуры).

2.5.1. Нормальные алканы

При всем многообразии живых организмов их ткани образованы ограниченным набором органических соединений – протеинами, липидами, углеводами, а также лигнином у высших растений. Но в зависимости от тех или иных типов животных и растений наблюдаются значительные вариации состава внутри группы биополимеров [Тиссо, Вельте, 1981]. Эта особенность живых организмов хорошо показана на примере липидов, от которых унаследовали структуру *n*-алканы и ациклические изопренаны каустобиолитов. Основными компонентами липидов являются животные жиры и растительные масла и воски. Морские организмы синтезируют липиды, необходимые им для энергетического резерва, изоляционного материала и для регуляции плавучести в воде, они сосредоточены во внутренних органах и должны быть жидкими. Соответственно зоо- и фитопланктон образуют в основном короткоцепочечные алканы и олефины до *n*-C₂₁, которые обладают свойствами жидкостей. Наземные растения, наоборот, нуждаются в твердых наружных липидах для защитных функций – предотвращения потери воды из организма, избежать вероятности механических повреждений и защиты наружных покровов от вредителей и синтезируют углеводороды вплоть до *n*-C₃₇–C₄₀, входящие в состав восков [Хант, 1982; Tegelaar et al, 1989]. Травянистая растительность, произрастающая в морских и солоноватоводных прибрежных водах, характеризуется промежуточным между морскими водорослями и

наземными растениями набором продуцируемых углеводов, здесь доминируют УВ состава C₂₁, C₂₃, C₂₅. Так, алканы *n*-C_{21, 23, 25} могут принадлежать как сосудистым растениям, так и микроводорослям, цианобактериям, погруженным макрофитам, сфагнуму [Ficken et al., 2000; Andersson et al., 2011; Серебренникова и др., 2017].

С развитием высокотемпературной газовой хроматографии были выявлены ранее не доступные для изучения традиционными хроматографическими методами высокомолекулярные углеводороды C₄₀₊, и как показали исследования, пресноводные и морские водоросли и другие водные организмы могут образовывать значительное количество высокомолекулярных алканов [Philp et al, 2004; Feng et al, 2007, 2009; Huang et al, 2003].

Характер распределения *n*-алканов на хроматограммах с максимумом распределения углеродных атомов на C₁₅, C₁₇, C₁₉ характеризует ОВ сапропелевого (аквагенного) типа, образованного в морских условиях, а доминирование гомологов состава C₂₅, C₂₇, C₂₉ – гумусовое (террагенное) ОВ, образованное из остатков высшей наземной растительности [Борисова, 2016].

Нечетные *n*-алканы, входящие в состав тканей разнообразных организмов продуцентов, при попадании в осадок и на начальных стадиях катагенеза органического вещества являются доминирующими в составе алифатической фракции битумоида. Рост метаморфизма углей приводит к выравниванию концентраций четных и нечетных *n* алканов [Гуляева и др., 1976].

Степень преобладания молекул с нечетным числом атомов углерода можно оценить при помощи коэффициента нечетности *n*-алканов CPI (carbonpreferenceindex), он используется для оценки термической преобразованности ОВ:

$$CPI = \frac{1}{2} \left[\frac{C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33}}{C_{24} + C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32}} + \frac{C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33}}{C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32} + C_{34}} \right]$$

Впервые индекс CPI предложили [Bray, Evans, 1961] при исследовании современных и древних осадков Северной Америки, а также нефтей. Гумусовое органическое вещество характеризуется высокими значениями индекса CPI, который с увеличением его зрелости стремится к 1,0. Значения CPI для жирных и коксовых углей как раз колеблются в пределах единицы.

Исходя из формулы понятно, что на количественные значения показателя влияют тип исходного ОВ и степень его зрелости. Все это накладывает некоторые ограничения в использовании индекса CPI, поэтому рекомендуется использовать его совместно с каким-либо другим независимым параметром ОВ [Тиссо, Вельте, 1981; Peters et al., 2005].

Уменьшение содержаний длинноцепочечных и увеличение содержаний средне- и короткоцепочечных *n*-алканов в битумоидах из углей по мере роста метаморфизма в ряду от длиннопламенных к жирным углям отмечается в работах [Гуляева и др., 1976; Шевкопляс и др., 2009; Бутузова и др., 2016].

Относительный количественный вклад водной и наземной растительности в формирование угольного органического вещества может быть рассчитан на основании коэффициентов P_{aq} и P_{wax} , предложенных [Ficken et al., 2000] и [Zheng et al., 2007] соответственно:

$$P_{aq} = (C_{23}+C_{25})/(C_{23}+C_{25}+C_{29}+C_{31});$$

$$P_{wax} = (C_{27}+C_{29}+C_{31})/(C_{23}+C_{25}+C_{27}+C_{29}+C_{31}).$$

Значения $P_{aq} < 0,1$ соответствуют наземной растительности, $0,1 < P_{aq} < 0,4$ – надводным макрофитам и $0,4 < P_{aq} < 1$ – подводным и плавающим на поверхности воды макрофитам [Ficken et al., 2000]. Коэффициент P_{wax} отражает относительную долю парафиновых УВ, полученных из надводных макрофитов и наземных растений к общему количеству УВ [Zheng et al., 2007].

Для установления основных биопродуцентов исследователями используются также и другие геохимические коэффициенты, такие как C_{17}/C_{27} , $2C_{17}/C_{26}+C_{28}$, $(C_{17}+C_{15})/2C_{20}$, $(C_{21}+C_{23}+C_{25})/3C_{20}$, $(C_{27}+C_{29})/2C_{20}$ и т.д., отвечающие за генезис ОБ.

2.5.2. Изопреноидные алканы

Важное значение в органической геохимии имело обнаружение в нефтях, углях, сланцах и рассеянном органическом веществе (РОВ) изопреноидных алифатических углеводов, свойственных живому веществу, особенно фитана Ph (2,6,10,14-тетраметилгексадекан) и пристана Pr (2,6,10,14-тетраметилпентадекан). Боковая фитольная цепь хлорофилла является важным источником изопреноидных структур. Попадая в осадок при разложении зеленого пигмента растений в виде спирта фитола, в процессе термической и термокаталитической деструкции последнего возможно получение широкого спектра насыщенных изопреноидов состава C_9 – C_{20} . Фитол может восстанавливаться до фитана или окисляться с последующим декарбоксилированием до пристана [Тиссо, Вельте, 1981]. По мнению большинства исследователей, отношение пристана к фитану Pr/Ph можно применять в качестве параметра, указывающего на окислительно-восстановительные условия накопления ОБ. Так, значения отношения Pr/Ph < 1,5 свидетельствуют о восстановительных обстановках при накоплении ОБ и характеризуют аквагенный тип ОБ, и наоборот, значения Pr/Ph > 2 указывают на террагенное ОБ, накапливавшееся в субокислительных и окислительных условиях при диагенезе [Борисова, 2016].

Разные типы природных каустобиолитов и ОБ современных осадков характеризуются следующими типичными значениями отношения Pr/Ph: ОБ современных осадков = 0,2–1,2; сланцы = 0,2–1,4; собственно сапропелиты = 1,0–1,4; бурые угли = 1,0–3,0. Каменные угли отличаются постоянно высокими соотношениями Pr/Ph [Кожевникова, 2020].

Известно, что в ископаемых углях величина отношения Pr/Ph зависит от метаморфизма. Согласно опубликованным данным, наибольших значений это отношение достигает в интервале 0,5–1,12 % R_{vt}^o [Radke et al., 1980; Diessel, 1992]. Так в ряду от длиннопламенных, газовых к

жирным углям одного генотипа отмечается постепенное увеличение отношения Pr/Ph [Гордадзе и др., 2020; Шевкопляс и др., 2009]. На примере углей Австралии было показано резкое возрастание содержаний пристана и фитана после бурогоугольной стадии [Brooks et al., 1969].

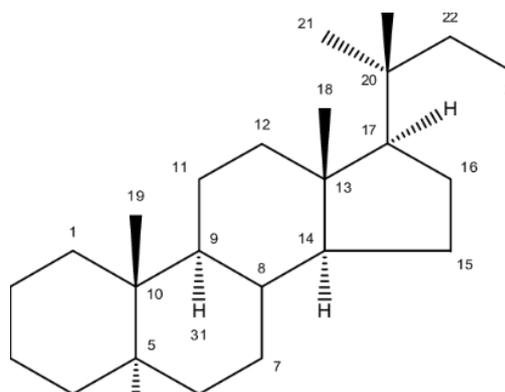
Таким образом, нормальные и изопреноидные алканы служат для определения типа исходного ОВ, условий его накопления, для оценки степени его термической преобразованности. Коэффициенты, основанные на их содержаниях, широко используются при изучении ОВ углей различного стратиграфического уровня и метаморфизма [Бушнев и др., 2016, 2017; Y.Wu et al., 2016; Носкова, Сорокина, 2020 и др.].

2.5.3. Полициклические биомаркеры

Стераны. Одними из представителей тетрациклических насыщенных углеводородов являются стераны, имеющие в своей основе структуру циклопентанопергидрофенантрена. Предшественниками стеранов считаются стероиды живых организмов, имеющие широкое распространение. К ним относятся непредельные спирты – стеролы и стенолы и насыщенные спирты – станолы. Среди них основными предшественниками стеранов считаются стеролы. Они входят в структуру мембран всех эукариотических клеток, а в исключительных случаях некоторых прокариот [Костырева, 2005]. Встраиваясь в мембраны клеток, заменяя участки цепочек липидов, по всей видимости, тетрациклическая структура стеролов увеличивает жесткость мембраны и усиливают ее [Ourisson et al., 1984].

Предшественники стеранов в осадках претерпевают ряд сложных структурных и стереохимических превращений, главным образом, под воздействием микроорганизмов и/или алюмосиликатов (глин), которые приводят к образованию углеводородов, не имеющих аналогов в живой природе и присутствующих лишь в нефтях и каустобиолитах. Поэтому стераны являются чрезвычайно информативными хемофоссилиями, используемыми при решении ряда геохимических задач.

Биологический стеран – холестеран ($C_{27}H_{48}$) обладает хиральными центрами при 5-ом, 14-ом, 17-ом и 20-м атомах углерода и имеет конфигурацию $5\alpha H, 14\alpha H, 17\alpha H, 20R$ (Рисунок 2.4). Холестеран имеет транс-сочленение циклов А/В, В/С и С/Д и цис-ориентацию связей С13-С18 и С17-С20. По мере каталитического воздействия пород α -холестеран претерпевает изменения конфигурации атома С-14, а также эпимеризацию атомов С-17 и С-20, образуя два изомера $5\alpha H, 14\beta H, 17\beta H, 20R$ и $20S$ (геостераны). Эти так называемые изостераны хорошо разделяются при ГЖХ и отчетливо видны на хроматограммах. А первичным продуктом эпимеризации хирального центра С-20 биостеранов является $5\alpha H, 14\alpha H, 17\alpha H, 20S$ -изомер [Петров, 1984].

Рисунок 2.4 – Молекула α -холестана

Образование термодинамически более устойчивых эпимеров в геологических условиях позволяет использовать их для оценки степени преобразованности ОВ. Соотношения $20S/(20S+20R)$ и $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ изомеров, рассчитанные по составу стеранов состава C_{29} наиболее часто используются для оценки катагенеза. Отношение $20S/(20S+20R)$ используется при невысоких стадиях катагенеза (до главной зоны нефтеобразования) до которого его значение растет, достигая равновесного значения 0,52-0,55, на более высоких стадиях катагенеза индикатор перестает быть информативным [Seifert, Moldowan, 1986; Peters et al., 2005]. Изомеризация хирального центра C-14 ведет к возрастанию значения коэффициента $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ от 0 до 0,7.

Распределение гомологов стеранов C_{27} , C_{28} и C_{29} используют для диагностики типа органического вещества. Известно, что современные (и фанерозойские) морские организмы продуцируют преимущественно стероиды C_{27} , тогда как высшие растения – C_{29} , из которых в процессе постседиментационных изменений образуются соответствующие стераны. На основе распределения стеролов C_{27} , C_{28} и C_{29} [Huang, Meinschein, 1979] предложили тригонограмму для установления возможных условий накопления ОВ (Рисунок 2.5). Вместе с тем, рекомендуется с осторожностью использовать C_{29} как индикатор высшей наземной растительности [Volkman et al, 1989], стераны C_{29} были обнаружены в древних докембрийских нефтях Южно-Оманского соленосного бассейна и Непско-Ботуобинской антеклизы в Восточной Сибири. Вероятными источником этих стеранов являются стеролы C_{29} сине-зеленых водорослей или некоторых формы примитивных докембрийских водорослей [Grantham, 1986; Каширцев и др., 2015]. В нефтяной геологии представления о типе исходного ОВ в слабоизученных районах позволяют прогнозировать фазовый состав УВ, генерированного органическим веществом – аквагенное ОВ генерирует преимущественно нефть, террагенное – газ.

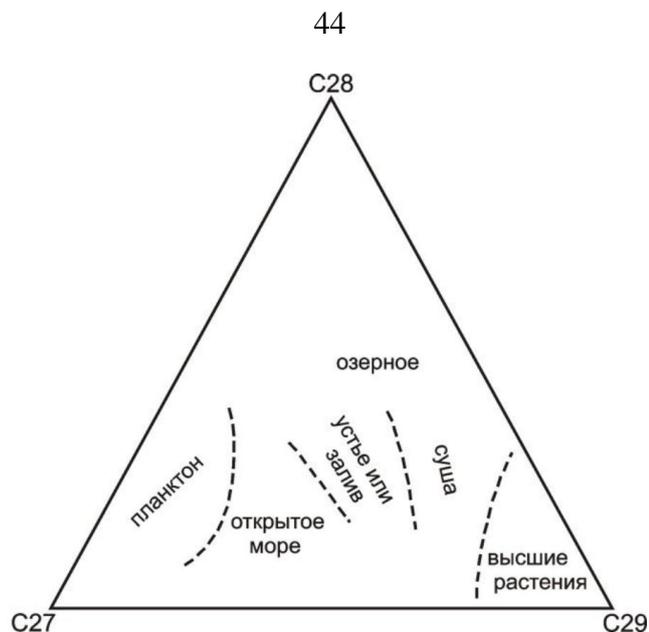


Рисунок 2.5 – Связь между составом стеранов и условиями накопления ОБ [Huang, Meinschein, 1979]

Гопаны. Представителями пентациклических углеводородов, способными к стереохимическим превращениям в процессе катагенеза и потому имеющими важное геохимическое значение, являются структуры гопанового ряда в виде гомологов состава C_{27} - C_{35} . Они обнаружены как в современных, так и в древних отложениях, в нефтях и углях. Основным биологическим предшественниками гопанов в материнских породах и нефти считается спирт бактериогопантетрол, входящий в состав липидов клеточных мембран аэробных бактерий (прокариот) [Ourisson et al., 1984] и имеющий биологическую $17\beta,21\beta(H)$ -конфигурацию. Трансочленение всех циклов придает биологическому гопану плоскую конфигурацию, которая необходима ему, чтобы встраиваться в липидную структуру мембраны. В диагенезе и катагенезе такая стереохимическая структура становится термодинамически нестабильной и приводит к образованию нефтяных $17\alpha,21\beta(H)$ -гопанов и $17\beta,21\alpha(H)$ -конфигурации так называемых моретанов (Рисунок 2.6). Биогопаны как весьма неустойчивые соединения найдены лишь в торфе, бурых углях, молодых сланцах и в рассеянном органическом веществе начальных этапов катагенеза. Для гомологов состава C_{31} и выше атом C-22 становится хиральным. И как в случае биостеранов, в биогопанах состава C_{31} и выше 22-ой атом углерода, имеющий строго определенную R-конфигурацию, преобразуется в конечную смесь 22R и 22S $\alpha\beta$ -гомогопанов.

Для оценки степени катагенного созревания ОБ используются показатели $22S/(22S+22R)$ и отношение $\beta\alpha$ -моретаны/ $\alpha\beta$ -гопаны ($\beta\alpha/(\alpha\beta+\beta\alpha)$) C_{29} и C_{30} . Образцы со значениями отношения $22S/(22S+22R)$, отражающего степень этой эпимеризации при C_{22} , 0,50–0,54 отвечают начальной фазе генерации нефти, в то время как значения 0,57–0,62 говорят о том, что основная фаза нефтеобразования наступила, либо уже прошла.

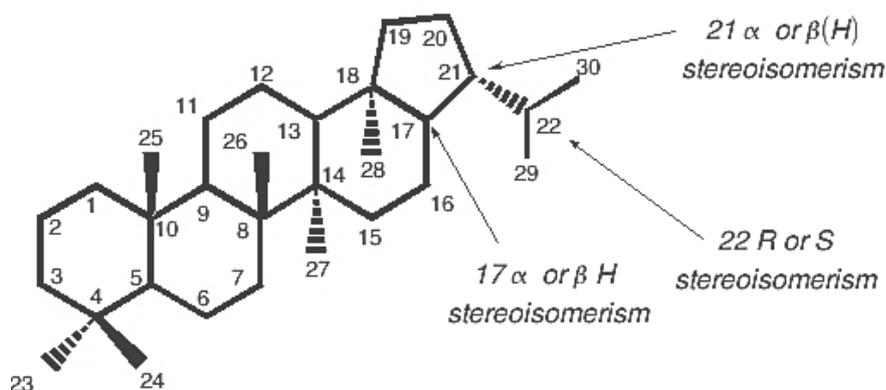


Рисунок 2.6 – Строение молекулы C₃₀-гопана с хиральными центрами при C₁₇, C₂₁ и C₂₂

$\beta\alpha$ -моретаны с их транс-сочленениями цикла D/E и ориентации заместителя менее стабильны, чем $\alpha\beta$ -гопаны. Отношение $\beta\alpha/\alpha\beta$ по мере термодинамического созревания уменьшается от 0,8 в незрелых битумоидах до 0,15 в зрелых породах. В нефтях соотношение моретанов и гопанов варьирует 0,08-0,1 что соответствует термодинамическому равновесию 0,14. Для параметра $\beta\alpha/(\alpha\beta+\beta\alpha)$ установлено, что в начале нефтяного окна при достижении витринитом значений Ro примерно 0,5 % это отношение достигает значения 0,94 и далее с ростом катагенеза не изменяется [Peters et al, 2005; Петров, 1984]. Отмечается, что $\beta\alpha/(\alpha\beta+\beta\alpha)$ зависит от исходного типа органического вещества и фациальных условий. Так, на примере битумоидов из пород баженовской свиты и углей (Томская область) показано, как для органического вещества разных типов – морского и континентального, поведение гопан-моретанового отношения с ростом катагенеза отличается. В органическом веществе морских отложений это отношение растет быстрее, чем в неморском [Обласов, 2010ф].

Пару C₂₇-гопанов (17 β (H)-22,29,30-трисноргопан и 18 β (H)-22,29,30-триноргопан) обычно называют Tm и Ts (соответственно). Считается, что Tm-гопан-биологически образованная структура и менее устойчив в диагенезе, чем геологический Ts-гопан. Значение отношения Ts/Tm или Ts/(Ts+Tm) должно увеличиваться по мере увеличения степени зрелости ОВ. При этом в ряде работ показано, что на значение гопанового параметра Ts/Tm могут влиять как степень катагенеза, так и тип ОВ, содержание элементарной серы, окислительно-восстановительные условия в диагенезе и литологических особенностей пород [Seifert, Moldowan, 1978; Moldowan et al., 1986; Dahl et al., 1993; Huang et al., 2016].

2.5.4. Ароматические углеводороды

Ароматические углеводороды широко распространены в углях [Бушнева и др., 2016, 2017; Бутузова и др., 2016; Журавлева и др., 2015]. Ограниченное число опубликованных име-

ющихся количественных данных по полиароматическим УВ в углях, показывают, что их концентрации варьируют в широких пределах от 1 до примерно 2500 мг/кг [Achten, Hofmann, 2009]. Хотя полиароматические углеводороды (ПАУ) не могут в полной мере считаться биомаркерами в виду того, что почти не синтезируются живыми организмами и лишь для некоторых из них (например, ретен, кадален) установлены их биологические предшественники, они играют роль «вторичных» биометок. Процесс катагенетической эволюции ОВ сопровождается образованием, изомеризацией ароматических структур и перегруппировкой их метильных заместителей в термодинамически более устойчивые соединения. Соответственно, исследование состава и распределения ароматических УВ помимо реконструкции биологических предшественников и обстановок их захоронения применяется для оценки уровня катагенетической преобразованности ОВ и нефтей.

Состав и распределение ПАУ изменяется с увеличением метаморфизма угля. В обобщающей статье по содержанию ПАУ в различных углях [Achten, Hofmann, 2009] выявили, что при $R_o < 1\%$ преобладает изомеры нафталина с количеством боковых метильных заместителей от одного (C1) до четырех (C4) (до 30 % в расчёте на каждое индивидуальное соединение), при этом содержание незамещенного нафталина (C0) в следовых количествах, присутствует ретен до 25 %, фенантрен и его C0-C3-алкилпроизводные (до 10 %), а C1+C2 алкилфлуорены и метилфлуорентаны обнаруживаются в низких концентрациях (примерно 2 % каждый), другие же ПАУ, если и присутствуют, то в следовых количествах. С увеличением метаморфизма ($R_o = 1,26$ – $1,65\%$) преобладание C0-C3 нафталинов уменьшается, а C4-алкилнафталины и ретен более не обнаруживаются, что, напротив, компенсируется увеличением концентраций фенантрена (> 10% от общего содержания ПАУ), C1+C2 алкилфлуоренов и метилфлуорентанов до 5 %, появляются C0+C1-алкилхризены и их изомеры примерно до 4%. На антрацитовый стадии ($R_o > 2,5\%$) отсутствуют нафталины и наблюдается значительное увеличение высокомолекулярных ПАУ, содержания бензпирена и бензфлуорантена по 10 %, коронена 2 % [Achten, Hofmann, 2009].

На содержание ароматических углеводородов в углях разных сортов при одинаковых стадиях метаморфизма оказывает влияние и их мацеральный состав: ароматичность угольных мацералов в углях снижается в ряду инертинит > витринит > липтинит [Achten, Hofmann, 2009].

Различают группу ароматических углеводородов, состоящую только из ароматических циклов с алифатическими радикалами в виде боковых цепей, и группу нафтенно-ароматических углеводородов, содержащих кроме ароматических еще и нафтенные циклы [Гордадзе и др., 2012].

Биароматические углеводороды

Наиболее распространенными биароматическими УВ являются нафталин и его метилзамещенные гомологи, основными из которых являются моно-, би-, три- и тертраметилнафталины. Строение этих углеводородов обычно принято связывать со строением продуктов ароматизации стероидов и тритерпеноидов. Специфическим углеводородом, имеющим структуру нафталина, является кадален (1,6-диметил-4-изопропилнафталин), который довольно часто встречается в составе нефтей и углей (Рисунок 2.7). Его своеобразная структура носит реликтовый характер, связанный генетически с бициклическими сесквитерпенами – кадиненами, присутствующими в эфирных маслах многих растений [Петров, 1984].

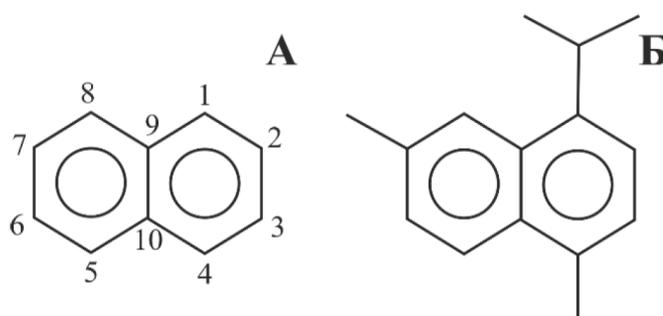


Рисунок 2.7 – Структуры ароматических углеводородов: А – нафталин; Б – кадален

Триароматические углеводороды

Трициклические УВ с тремя ароматическими циклами широко распространены в ископаемом ОВ и представлены главным образом фенантrenom и его гомологами, которые могут быть использованы в качестве «вторичных» биомаркеров. Так, например, в нефтях, РОВ, а также породах угленосных отложений Сибирской платформы были найдены 1-, 2-, 3- и 9-метилфенантрены (Рисунок 2.8), более 14 изомеров диметилфенантренов с различными положениями метильных заместителей и 16 изомеров триметилфенантренов [Каширцев и др., 2018]. Отсутствие в ископаемом ОВ 4- и 5-метилфенантренов хорошо согласуется с тем, что стероиды как очевидные источники ряда фенантрена, также не имеют метильных заместителей при соответствующих атомах углерода [Петров, 1984].

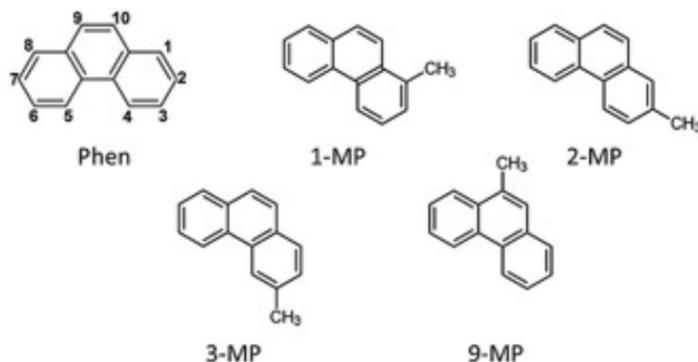


Рисунок 2.8 – Структуры фенантрена и его метилзамещенных гомологов: Phen – фенантрен, 1-, 2-, 3- и 9-MP – 1-, 2-, 3- и 9-метилфенантрены соответственно

Довольно часто в мировой практике используется распределение различных гомологов фенантронов и нафталинов в качестве параметров термической зрелости органического вещества. Так, применение метилфенантенового индекса $MPI-1 = 1,5 \times (2MP + 3MP) / (P + 1MP + 9MP)$ основано на том, что в исходном ОВ выше концентрации α -замещенных структур (1- и 9-метилфенантронов), а по мере увеличения степени катагенеза более термодинамически устойчивыми оказываются β -замещенные метилфенантроны [Radke, 1988; Peters et al., 2005]. MPI-1 показывает тесную положительную взаимосвязь с R_o в пределах нефтяного окна и служит для определения расчетной величины отражательной способности витринита $R_c = 0,6MPI + 0,4$ [Radke, 1988]. Это немаловажно при изучении разрезов, в которых невозможно измерить R_o оптическими методами. В то же время, использование подобных параметров имеет неоднозначность, главным образом связанную с влиянием типа органического вещества и литологии пород [Peters et al., 2005]. Так, отмечается склонность террагенного ОВ к образованию преимущественно фенантрена и его метилпроизводных нежели аквагенным ОВ [Конторович и др., 2004].

Особое геохимическое значение имеет ретен (1-метил-7-изопропил-фенантрен). Эта ароматическая биометка характерна для органического вещества континентальных и прибрежно-морских отложений начиная с каменноугольного периода [van Aarssen et al., 2000; Otto, Simoneit, 2001]. Как правило, он образуется в результате частичной деградации абиетиновой кислоты, основного компонента смол хвойных растений, превращаясь последовательно в симонелит и собственно ретен (Рисунок 2.9). В то же время ретен был идентифицирован в ряде вендских и кембрийский пород Сибирской платформы, что, очевидно, не исключает и другие источники ретена [Каширцев и др., 2018].

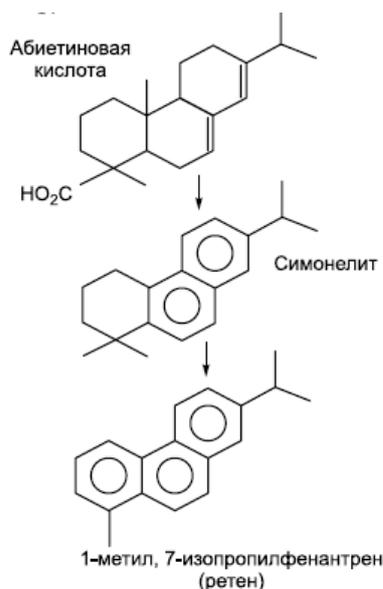


Рисунок 2.9 – Образование ретена из абиетиновой кислоты по [Otto, Simoneit, 2001]

Глава 3. ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УГЛЕЙ УЛУГ-ХЕМСКОГО БАССЕЙНА

Петрографические исследования направлены на изучение технологических свойств и являются одним из классификационных параметров, но в то же время это позволяет объяснить те или иные свойства исследуемых углей.

Многими исследователями отмечается своеобразие углей пласта Улуг, которое заключается в несоответствии между стадией метаморфизма и химико-технологическими свойствами. При стадии метаморфизма «Ж» жирные угли обладают весьма высоким выходом летучих веществ и смолы, повышенным содержанием водорода и значительными пластическими свойствами в сравнении с углями других угольных бассейнов аналогичной стадии метаморфизма (Кузнецкий, Иркутский бассейны). Как будет показано ниже, многие исследователи пытались так или иначе объяснить эти несоответствия, привлекая в том числе и результаты петрографических исследований.

История петрографических исследований углей УХБ берет свои истоки в 1940-ые гг. и на начальном этапе представляла собой разрозненные работы отдельные авторов. Первое петрографическое изучение угля Улуг-Хемского бассейна проведено С.Н. Наумовой в 1945 г. В ее работе дается описание пласта №2 Улуг на Эрбекском месторождении, выделены петрогенетические типы и приводятся результаты споро-пыльцевого анализа, на основании данных которого возраст угленосной свиты определяется ею как среднеюрский.

В 1946–1947 гг. И.И. Аммосовым были исследованы несколько пластов угля УХБ в Институте горючих ископаемых АН СССР, дана их химико-петрографическая характеристика. Он считает, что разница спекающих свойств углей пластов № 2, 3 и 5 при их одинаковом петрографическом составе обусловлена, главным образом, неодинаковой степенью восстановленности растительного материала на торфяной стадии, а образующиеся при этом вещества будут неодинаковыми, что отражается на свойствах угля, формирующегося из неодинакового торфа [Афанасьева, 1952ф].

В 1951 г. А.Б. Травиным дается описание петрографических типов угля в пласте №2 и их примерное соотношение. Степень метаморфизма, определенная петрографически, а также по характеру пластометрической кривой и по толщине пластического слоя определяется как «жирная», однако выход летучих необычно высок (в среднем $V^r=42\%$). Аналогично И.И. Аммосову, относительно несоответственно большого выхода летучих для жирных углей УХБ А.Б. Травин высказывает свое предположение, что это, возможно, происходит за счет наличия в этих углях довольно многочисленных гелефицированных остатков тканей перидермы растений, которые,

«как известно, увеличивают выход летучих и повышают пластическое свойство угля» [Травин и др., 1951].

Начиная с 1948 г по 1956 гг. петрографические исследования становятся систематическими, ведутся петрографической лабораторией треста «Востсибуглегеология» и сопровождаются геолого-разведочными работами, возглавляемыми А.В. Лосевым. Результаты работ изложены в отчетах углепетрографов Г.Н. Трошковой, И.А. Афанасьевой, частично опубликованы А.В. Лосевым. Г.Н. Трошкова впервые разделила угли УХБ на 4 типа по блеску – блестящие, полублестящие, полуматовые и матовые [Трошкова, 1949; 1950]. На этом этапе углепетрографических исследований И.А. Афанасьевой впервые установлен региональный метаморфизм углей в пределах УХБ. Было показано закономерное увеличение метаморфизма в направлении от северо-восточной части бассейна (месторождения Чихачевское, Каа-Хемское) к юго-западной части (Эрбекское месторождение) и далее в сторону Усть-Элегестского и Межегейского месторождений. В указанном направлении степень углефикации возрастает от газовой средней стадии до жирной высшей стадии (и переходной к коксовым в пласте Межегейский) [Афанасьева, 1952ф]. И.А. Афанасьева отмечает, что угли пласта Улуг содержат примесь бесструктурного сапропелевого вещества в основной массе и отдельные водоросли типа *Pila*. Она объясняет именно примесь сапропелевого вещества несоответствующее стадии метаморфизма высокое содержание водорода ($H=6\%$), высокий выход летучих ($V^{daf}=36.37\%$), высокую пластическую массу ($y=32\text{ мм}$) и высокую теплотворную способность. По ее представлениям угли пласта Улуг формировались в условиях застойного болота с открытой водной поверхностью, где развивался планктон [Афанасьева, 1952ф].

В 1952-1955 гг. П.П. Тимофеевым на основе исследований юрской угленосной формации с применением литолого-фациального анализа и детальных углепетрографических исследований предложена генетическая классификация гумусовых углей Тувинского прогиба. В основе его классификации лежит признак сохранности клеточной структуры гелефицированного, фюзенизированного и гелефузеноподобного вещества и измельченность (биохимическая и механическая). Так, он выделяет 4 группы генетических типов углей с характерными для каждого из них признаками – телиниты, посттелиниты, преколлиниты и коллиниты. В указанном ряду происходит постепенное утрачивание клеточной структуры захороненного органического вещества до образования бесструктурной массы [Тимофеев, 1964].

Ранее В.В. Калинин также разделял угли УХБ по степени разложившимся на 3 группы. И причину характерных химико-технологических свойств углей пласта Улуг связывал с обилием углей I генетической группы, представленных слабо разложившимися гелифицированными микрокомпонентами. По Калинин этому способствовала спокойная обстановка устойчивого угленакопления в обводненной среде [Калининко, 1959].

С возобновлением геологоразведочных работ в УХБ в 1980-ые гг. детальные петрографические исследования выполнялись В.И. Вяловым, И.Ю. Яковлевым и др. с целью определения марочного состава углей в соответствии с ГОСТом 25543-88 и перспектив их рационального использования в народном хозяйстве. В процессе исследований изучались такие традиционные генетические вопросы как ботанический состав исходного растительного материала, среда и способ накопления. Согласно их реконструкции на основе данных фитерального и палинологического анализов, результатам электронно-микроскопического исследования миоспор в пределах области древнего торфонакопления произрастала пышная лесная растительность из разнообразных хвойных с подлеском из папоротников различных видов и своеобразных мезозойских плауновидных [Вялов и др., 1991]. По мнению этих авторов, наличие и большое разнообразие хвойных растений-углеобразователей следует считать важной причиной повышенной толщины пластического слоя (до 45-50 мм) улугхемских углей. Вслед за Н.А. Афанасьевой авторы представляют, что процесс древнего торфонакопления происходил преимущественно в обводненных низинных застойных лесных торфяниках в восстановительных анаэробных условиях гумификации и гелификации [Вялов и др., 1991].

3.1. Микрокомпоненты углей пласта Улуг

В изученных разрезах среднеюрского угольного пласта Улуг Улуг-Хемского бассейна по результатам углепетрографических исследований определены микрокомпоненты группы витринита, инертинита и липтинита, описание которых приведено ниже.

Витринит образуется в процессе перехода продуктов разложения лигниноцеллюлозных тканей растительной массы в анаэробных условиях сильнообводненных болот в коллоидные растворы (гели) с дальнейшим обезвоживанием и коагуляцией геля и превращением его в однородную бесструктурную массу. При незавершенности процесса гелефикации клеточная структура тканей сохраняется в той или иной степени (Рисунок 3.1). Компоненты группы витринита характеризуются в проходящем свете различными оттенками красного цвета, в отраженном – серым цветом различных оттенков с низким рельефом. С ростом катагенеза показатели цвета, рельефа и отражательной способности закономерно изменяются, что позволяет использовать группу витринита за эталон, с которым сравнивают другие мацералы. В группе витринита выделяют 3 подгруппы, отличающиеся по степени разложенности материала (или иными словами по сохранности структуры и морфологии компонентов). Компоненты группы витринита входят в состав керогена III типа.

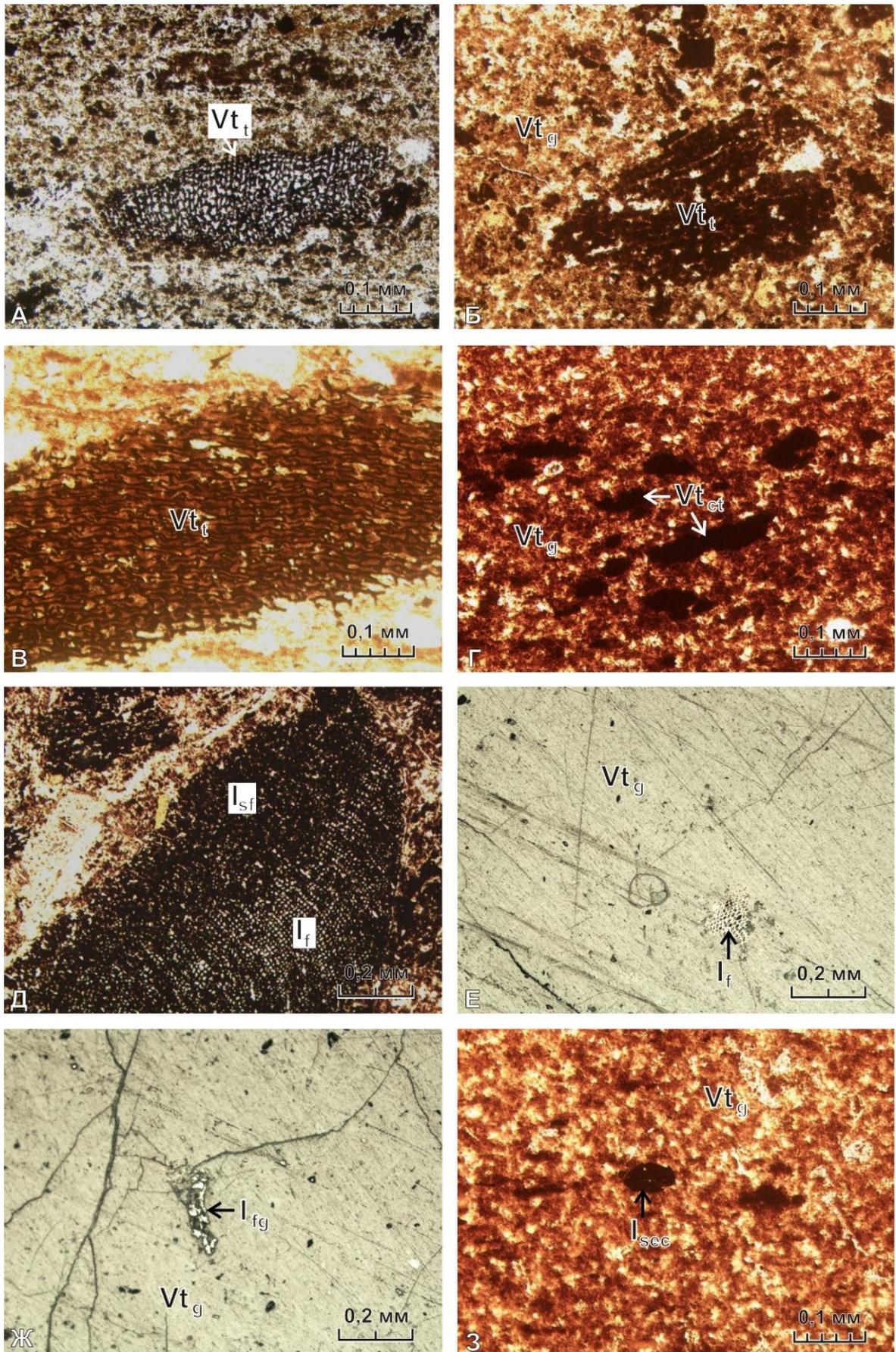


Рисунок 3.1 – Компоненты группы витринита и инертинита:

А-Д, З – проходящий, Е-Ж – отраженный свет; образцы: А – № 229-9; Б – № 229-4; В – № 269-6; Г – № МУ-18-2; Д – № 229-2; Е, Ж – № УЭ-17-5; З – № МУ-18-5

Подгруппа **теловитринита** обозначает витринит с сохранившейся клеточной структурой и включает два мацерала телинит и колотелинит. *Телинит* – это мацерал, характеризующийся четко выраженной клеточной структурой с более или менее распознаваемыми признаками структуры исходной растительной ткани. Размер, форма и открытость клеточных полостей варьируют в зависимости от исходного растительного материала и сечения. Форма ячеек может быть округлая или овальная, часто деформированная. Стенки клеток разбухшие, ячейки обычно пустые, но могут быть заполнены другими мацералами или минеральным веществом глинистого или карбонатного состава [The new vitrinite..., 1998].

Среди изученных разрезов телинит с разной степенью сохранности клеточной структуры является типичным компонентом пласта Улуг на обнажении на горе Бегреда (м.т. 229) на севере УХБ (Рисунок 3.1А, Б), а также он идентифицирован в основании пласта Улуг на Каа-Хемском месторождении (Рисунок 3.1В). *Колотелинит* однородный мацерал группы витринита практически лишенный внутренней структуры. Среди других мацералов углей определяется по более или менее четкими контурами, более темному коричневому цвету. В небольших количествах колотелинит встречается в юго-западной части УХБ (межегейские и элегестские угли) в виде мелких зерен (Рисунок 3.1. Г), в бегрединских углях в северной части бассейна формирует линзы покрупнее и вытянутые образования.

Подгруппа **геловитринита** представлена двумя мацералами корпогелинитом и гелинитом, состоящими из коллоидного вещества, заполняющего различные пустоты и трещины. *Корпогелинит* представляет собой отдельные однородные частицы преимущественно первичного заполнения клеточных пустот. Он образуется из исходного содержимого клетки, может частично состоять из танина или из секрета клеточных стенок, или осаждаться в виде геля из гуминовых растворов в течение процесса торфообразования и на ранней стадии углеобразования. *Гелинит* имеет вторичное происхождение, образуясь из коллоидных растворов в раннем диагенезе и пропитывает исходный растительный материал с последующим образованием коллоидного геля [The new vitrinite..., 1998]. Таким образом, гелинит образует бесструктурную гелефицированную основную массу и является углеобразующим мацералом пласта Улуг, связывая другие компоненты угля. Цвет гелинита от яркого буровато-оранжевого до красно-коричневого (Рисунок 3.1 Б, Г, Е).

Инертинит объединяет мацералы, сохранившие следы анатомического строения растений и претерпевшие в различной степени воздействие окислительных процессов (фюзенизацию). В проходящем свете они черные, темно-бурые, коричневые и белые, ярко-белые, иногда с желтоватым оттенком – в отраженном. В сравнении с группой витринита мацералы группы инертинита характеризуются выраженным рельефом и высокой отражательной способностью, которые, вместе с тем, меняются в широких пределах в зависимости от конкретного мацерала и

химического состава. Термин инертинит подразумевает, что компоненты этой группы более инертны в сравнении с витринитом и липтинитом и не спекаются и не переходят в пластическое состояние при карбонизации (коксовании, но улучшает прочность кокса). В группу входят 7 мацералов: фюзинит, семифюзинит, фунгинит, секретинит, макринит, микринит, инертодетринит [The new inertinite..., 2001].

Фюзинит – мацерал группы инертинита, имеющий высокую отражательную способность и хорошо сохранившуюся структуру (по крайней мере хотя бы одной клетки) паренхимной, колленхимной или склеренхимной ткани исходной растительности. В углях встречается в виде отдельных линз, тонких прослоек, скоплений. В зависимости от растения-предшественника, степени микробиальной переработки и ориентации среза клеточные полости имеют различную форму. Они обычно пустые, но могут быть заполнены гелинитом, эксудатинитом или минеральной примесью (глинистыми минералами или пиритом). Фюзинит типичный компонент керогена IV типа. Поскольку фюзинит в углях содержится в небольших количествах, слои, обогащенные фюзинитом, могут быть использованы в качестве стратиграфических маркеров [The new inertinite..., 2001]. Наиболее крупные и хорошо сохранившиеся мацералы фюзинита встречены в образцах из обнажения на горе Бегреда (Рисунок 3.1 Д), в других разрезах фюзинит представлен в небольшом количестве преимущественно в виде мелких фрагментов (Рисунок 3.1 Е).

Семифюзинит – мацерал группы инертинита, характеризующийся показателем отражения и структурой переходной между гумотелинитом/витринитом и фюзинитом в одном и том же угле или осадочной породе. Полости клеток расплывчатые или лишь частично различимые, разные по размерам и форме даже в одной и той же частице, но в основном меньше, чем в таких же тканях в фюзините (Рисунок 3.1 Д). Сохранившиеся клеточные полости могут быть пустыми или заполненными другими мацералами или минералами. В зависимости от степени его химической преобразованности семифюзинит относится к керогену III-IV типов. Встречается в северной и северо-западной частях УХБ.

Фунгинит – мацерал с высоким показателем отражения, состоящий из спор грибов, склероций, мицелий и других остатков грибов. В мезозойских и палеозойских углях фунгинит встречается редко, в основном, в виде склероций и разных грибковых тканей. В проходящем свете склероции темно-коричневые либо черные, заметно выделяются на фоне обволакивающей их красной витринизированной ткани. В отраженном свете склероции белые, ярко-белые с четким рельефом (Рисунок 3.1 Ж). Высокую отражательную способность фунгиниту дает пигмент меланин, который не подвержен растворению и органическому разложению. Типы и количество спор и других грибковых тел может быть полезным при корреляциях угольных пластов и при определении палеообстановок формирования угля. Наличие фунгинита в углях может указы-

вать на неблагоприятные условия накопления растительного материала (засушливый климат, токсичная обстановка и др.). Является частью керогена IV типа. Фунгинит встречается преимущественно в образцах межегейских и элегестских углей в юго-западной части УХБ.

Секретинит состоит из округлых образований, с тонкими нитевидными порами (либо без) без явных признаков растительной структуры. Может иметь характерные изломы на поверхности и/или окисленную кайму с более низким рельефом. В проходящем свете коричнево-черный (Рисунок 3.1 З), в отраженном – белый и серовато-белый. По вопросу происхождения секретинита нет четкой определенности. Считается, что секретинит является продуктом окисления смолы, но также он может быть образован из гуминовых гелей. Ранее секретинит и фунгинит рассматривались вместе как мацерал «склеротинит».

Макринит встречается либо в виде аморфной основной массы, либо в виде отдельных бесструктурных тел. Цвет включений в проходящем свете меняется от коричневатого-черного до черного. Большие участки макринита могут иметь пятнистый облик. Рельеф макринита варьирует, но обычно выше, чем у витринита, и меньше, чем у секретинита, в те же углях. Слои и агрегаты макринита, вероятно, образуются путем коагуляции и выпадения из гуминовых веществ, подвергшихся дегидратационным и окислительно-восстановительным процессам на ранней стадии торфообразования из-за временного понижения уровня грунтовых вод. Как и большинство мацералов, в той или иной степени подвергшихся воздействию окислительных процессов, макринит чаще всего встречается в бегрединских углях (Рисунок 3.2 А).

Микринит мацерал группы инертинита, встречающийся в виде очень мелких округлых фрагментов. Из-за сложности определения в практических целях микринит отделяют от инертдетринита по размерности частицы, верхний предел которой принят 2 мкм. Рельеф низкий или отсутствует. Термин имеет собирательный характер, микринит может иметь различное происхождение и представляет собой или продукты сильной фрагментации других инертинитовых мацералов, или остатки липоидных компонентов, или продукт углефикации склеренхимы.

Инертодетринит встречается в виде отдельных мелких фрагментов различной формы. В практических целях от микринита отличается размерностью, которая для инертдетринита принята от 2 до 10 мкм (Рисунок 3.2 Б). В проходящем свете цвет их меняется от коричневого до черного. Инертодетринит может иметь множество фито-предшественников, но все они в той или иной мере испытали фюзенизацию. Многие частицы инертдетринита являются остатками лесных пожаров в торфянике или вокруг него.

Липтинит – группа мацералов, образующихся из форменных элементов растительного материала, устойчивых к воздействию внешних факторов, не подверженных гумификации и фюзенизации на торфяной стадии и относительно

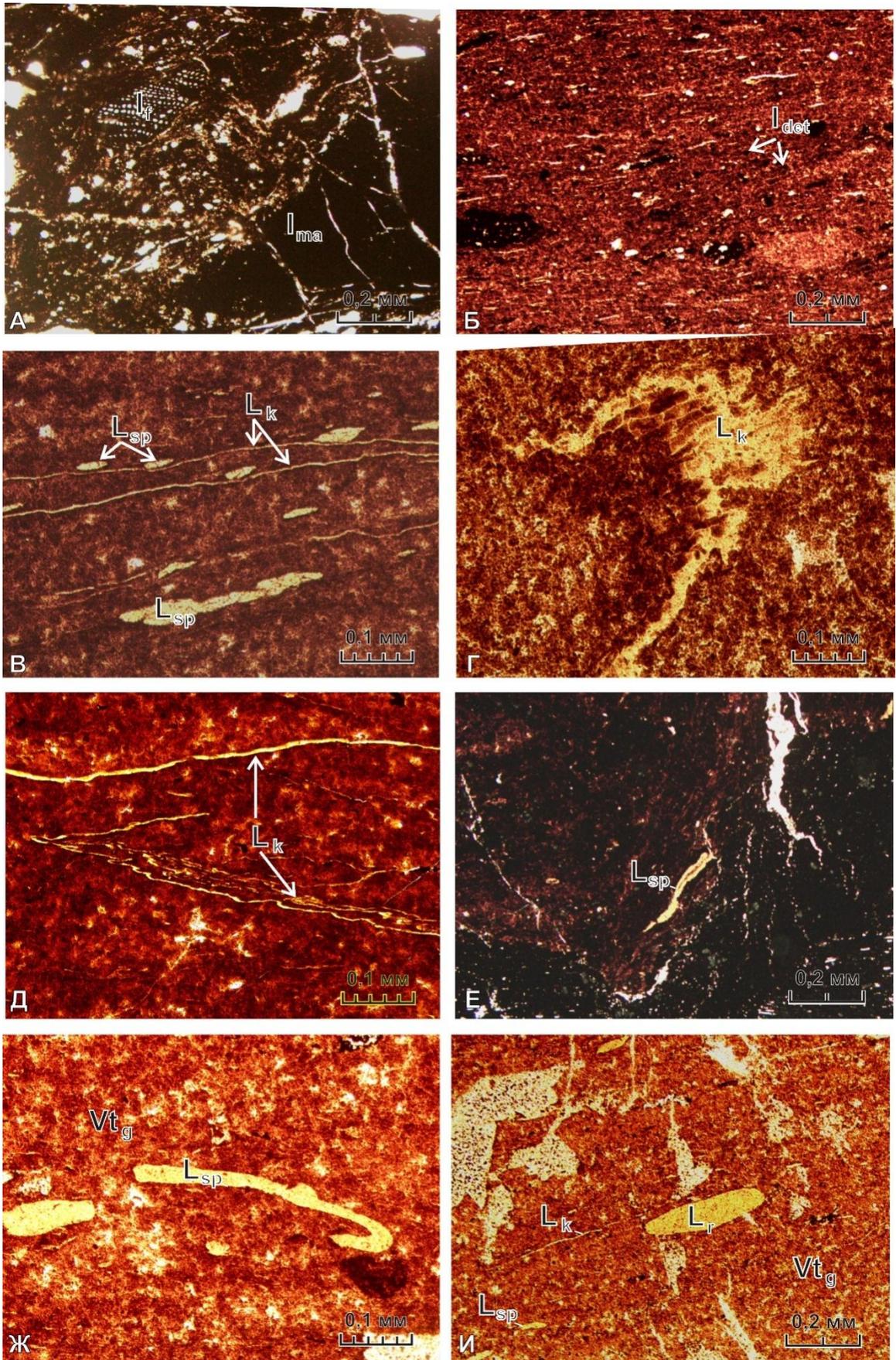


Рисунок 3.2 – Компоненты группы инертинита и липтинита
 образцы: А – № 229-8; Б – № 229-6; В – № 269-5; Г – №270-5; Д - № 270-4; Е – № 229-4; Ж - № 269-4, И – № 270-6

обогащенных водородом, таких как остатки спор, смолы, воска и жиров, покровных тканей листьев и стеблей. Все эти микрокомпоненты имеют в тонких шлифах жёлтый, оранжевый, оранжево-красный и красный цвета, изменяющиеся в результате углефикации. При коксовании липтинит улучшает прочность кокса и дает самые высокие выходы побочных продуктов. В нефтематеринских породах богатый водородом липтинит считается главным источником жидкой нефти. Различные мацералы липтинита вступают в стадию генерации нефти на разных уровнях катагенеза. Суберинит, битуминит и обогащенный терпенами резинит часто генерируют нефть уже на ранней стадии (при R_r 0,4 %), тогда как кутинит и альгинит достигают пика генерации при 0,7-0,8 % R_r . В соответствии с классификацией ИССР 1994 в группе липтинита выделяется 9 мацералов: кутинит, суберинит, споринит, резинит, эксудатинит, хлорофиллинит, альгинит, липтодетринит и битуминит [Pickel et al., 2017]. Из них в изученных углях идентифицированы кутинит, споринит, резинит и липтодетринит.

Кутинит является ископаемым органическим компонентом, образованным из кутикуловых слоев эпидермиса (верхняя часть кожицы) листьев и стеблей. Она также есть на хвое, побегах, но отсутствует на некоторых растениях, растущих под водой. Кутикула не проницаема для воды, часто покрыта эпикутикулярным воском, выполняет защитную функцию, предохраняя растения от потери влаги. Поэтому наиболее толстой кутикулой обладают растения, произрастающие в засушливых зонах, а тонкой – во влажных и затененных. В поперечном сечении кутикула имеет вид узких длинных полос, с одной ровной стороной и второй – с зубчиками, которые образуются при захождении кутикулярного слоя в межклетники эпидермиса. В проходящем свете кутинит имеет желтый цвет от в разных оттенках как в каа-хемских углях (Рисунок 3.2 В, Г, Д).

Споринит образуется из наружных оболочек спор и пыльцы. В углях низкого ранга споринит часто сохраняет свою первоначальную более или менее округлую форму, а по мере роста метаморфизма приобретает сплюсненную линзовидную форму. У макроспор обычно видна поперечная щель, часто в поперечном срезе они имеют причудливо изогнутую форму, в проходящем свете золотисто-желтый до красного (Рисунок 3.2 В, Е, Ж), к концу «нефтяного окна» по цвету сливается с витринитом.

Резинит – компонент, образованный из смолы и воска растений, встречается в виде отдельных тел и скоплений различной формы. В сечении округлый, овальный или палочковидный, часто в виде дисперсных вкраплений или заполняют клеточные полости в теллините. В проходящем свете резинит желтого-, лимонно-желтого до оранжево-красного цвета, с ровными четкими контурами (Рисунок 3.2 И). Резинит является редким микрокомпонентом в изученных углях.

Липтодетринит – очень мелкие обломки мацералов группы липтинита, которые из-за детритового состава не могут быть отнесены к определенному мацералу (Рисунок 3.2 Ж).

Помимо вышеперечисленных мацералов, идентифицированных автором в изученных образцах, в литературе часто отмечается присутствие в улуг-хемских углях водоросли типа *Pila* [Афанасьева, 1952ф; Вялов и др., 1991], а также водоросль *Pastilusciculosus Zal.* [Трошкова, 1950ф]. Последняя также фиксировалась в углистых песках анакитской, катской и нижней части листовяжнинской свит в Тунгусском бассейне [Akulov, 2005; Геология СССР, том XVIII..., 1970]. Возможное присутствие битуминита в ассоциации с витринитом в межегейских углях высказано в [Золотухин, Красковская, 2016] и, по их мнению, требует изучения с помощью флюоресцентного микроскопа для однозначного ответа на данный вопрос.

Таким образом, в изученных породах были определены следующие микрокомпоненты: в группе вигринита (Vt)— телинит, колотеллинит, корпогелинит, гелинит; в группе инертинита (I) — фюзинит, семифюзинит, фунгинит, секретинит, макринит, микринит и инертодетринит; в группе липтинита (L) — кутинит, споринит, резинит и липтодетринит.

3.2. Углететрографический состав органического вещества пласта Улуг

В рамках исследования автором проведено углететрографическое исследование компонентов ОВ в образцах углей и вмещающих пород из 7 опробованных разрезов. Полученные численные значения были нанесены на диаграмму группового состава ОВ (Приложение 1, Рисунок 3.3). Для сравнения и верификации полученных результатов на диаграмму вынесены данные по мацеральному составу углей из фондовых материалов [Яковлев, 1987ф] (одним цветом обозначены скважины по данным геологических фондов и изученные автором разрезы, расположенные в пределах одноименных месторождений и площадей).

В составе углей пласта Улуг наблюдается преобладание компонентов группы витринита (от 71 до 100 %). Доминирует подгруппа геловитринита с содержанием от 66 до 99 %, представленная преимущественно бесструктурным гелинитом. Подгруппа теловитринита варьирует от 0 до 21 %, сложена в основном телинитом различной степени сохранности, в меньшей степени – обрывками колотелинита. Повышенные содержания телинита с хорошей степенью сохранности клеточной структуры характерны для образцов с горы Бегреда, а также углистых алевролитов в основании пласта Улуг на Каа-Хемском месторождении.

Содержание инертинитовых компонентов варьирует от 0 до 29 %. При этом наиболее повышенные значения (6–29 %) зафиксированы в углях на горе Бегреда, где они представлены в основном фюзинитом (1–16 %), реже макринитом (0–24 %), тогда как в образцах остальных разрезов суммарно группа инертинита не превышает 3,4 %.

В состав группы липтинита в изученных углях входят мацералы кутинита, споринита, резинита и липтодетринита общим содержанием до 5,4 %. Среди них преобладает кутинит (до 4 %), тогда как споринит, резинит и липтодетринит не превышает 1 %. Каа-хемские угли наиболее обогащены липтинитом. В межегейских углях с наибольшей по геохимическим данным долей сапропелевого органического вещества примененными микроскопическими методами липтинитовые компоненты не обнаруживаются. Диагностика липтинита (альгинита) на высоких стадиях катагенеза затруднена [Алексеев и др., 2006; Волкова, 1990; Столбова, Исаева, 2013] из-за изменения им своих оптических свойств.

Таким образом, угли среднеюрского пласта Улуг по своему углепетрографическому составу сложены преимущественно витринитом, второстепенными компонентами являются мацералы группы инертинита и некоторые мацералы группы лейптинита, которые в совокупности характеризуют гумусовое органическое вещество.

Согласно генетической классификации [Вальц, Гинзбург, Крылова, 1968] по своему вещественно-петрографическому составу угли относятся к группе гумолитов – класс гелитолитов, в преобладающем большинстве подкласс гелиты, а также 2 образца подпадают в подкласс гелиты (Рисунок 3.3).

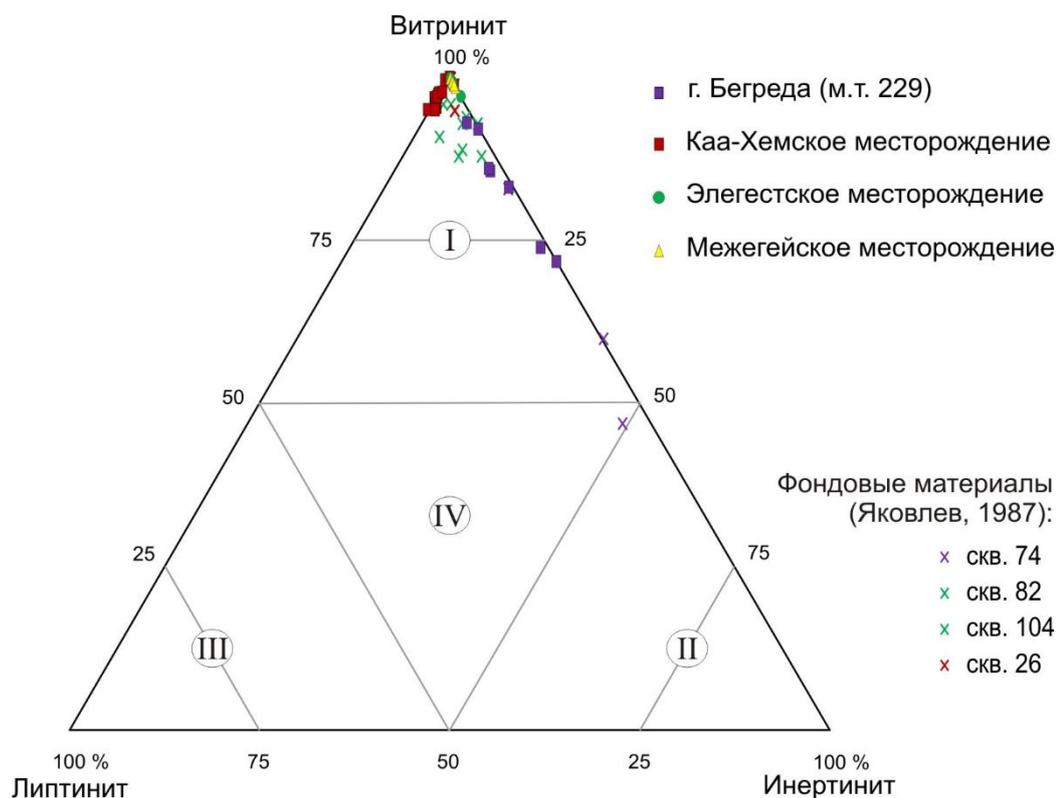


Рисунок 3.3 – Компонентный состав органического вещества углей пласта Улуг: классы углей I – гелитолиты, II – фюзенолиты, III – липоидолиты, IV – микстогумолиты (составлено с дополнением по: Яковлев, 1987)

3.3. Условия и обстановки образования углей пласта Улуг

Первые представления об условиях накопления углей пласта Улуг на основе микроскопических исследований высказаны Н.А. Афанасьевой в 1952 г. По ее мнению, блестящий и полублестящий тип угля образовались в обводненном низинном, преимущественно застойном лесном торфянике, где растительный материал в восстановительных анаэробных условиях превращался в однородное гелефицированное вещество. Накопление полуматового и матового типов углей происходило в переходных условиях от фации топяных болот к фациям сухих лесных болот, т.е. в низинном обводненном лесном торфянике с периодами понижения уровня воды [Афанасьева, 1952ф]. Этому же представлению придерживаются в работе [Вялов и др., 1991], при этом наличие в углях водорослей типа *Pila* могут маркировать периоды развития сильнообводненного болота с открытой водной поверхностью.

П.П. Тимофеев на основе комплексного седиментологического и углепетрографического изучения и формационного анализа выделил 4 группы фаций торфяных болот: 1) подвижных торфяных болот; 2) относительно подвижных торфяных болот; 3) относительно устойчивых торфяных болот и 4) устойчивых торфяных болот. В пределах каждой группы в зависимости от ряда факторов (направленности и длительности процесса разложения растительного материала, степени обводнённости и проточности болот) образовывались генетические типы углей с характерными для каждого из них признаками – телиниты, посттелиниты, преколлиниты и коллиниты соответственно. Первая и вторая группы фаций характерны для аллювиально-озерно-болотных, аллювиально-прибрежно-бассейновых и бассейновых обстановок осадко- и угле-накопления, а 3 и 4 группа фаций – для озерно-болотных и прибрежно-бассейновых обстановок [Тимофеев, 1964].

В качестве другого подхода к анализу условий накопления были применены индексы, на основании которых строятся генетические диаграммы. В зарубежной литературе для реконструкции условий накопления ОБ по данным исследований мацерального состава углей используются наработки [Diessel, 1982; Mukhopadhyay, 1989; Calder et al., 1991; Diessel, 1992], которые в дальнейшем подвергались модификации при изучении различных углей [Kalaitzidis et al., 2004; Edress et al., 2018]. Наиболее распространенными из них и использованными в настоящей работе являются АВС-тригонограмма, предложенная П. Мукхопадеем, и генетическая диаграмма К. Дисселя.

В тригонограмме П. Мукхопадея, в вершинах треугольника индекс А показывает содержание структурных компонентов, В – бесструктурных и с неявной структурой, а индекс С – содержание инертинита (Рисунок 3.4). Области диаграммы отличаются условиями обводненности, геохимических обстановок, погруженности и бактериальной активности [Mukhopadhyay,

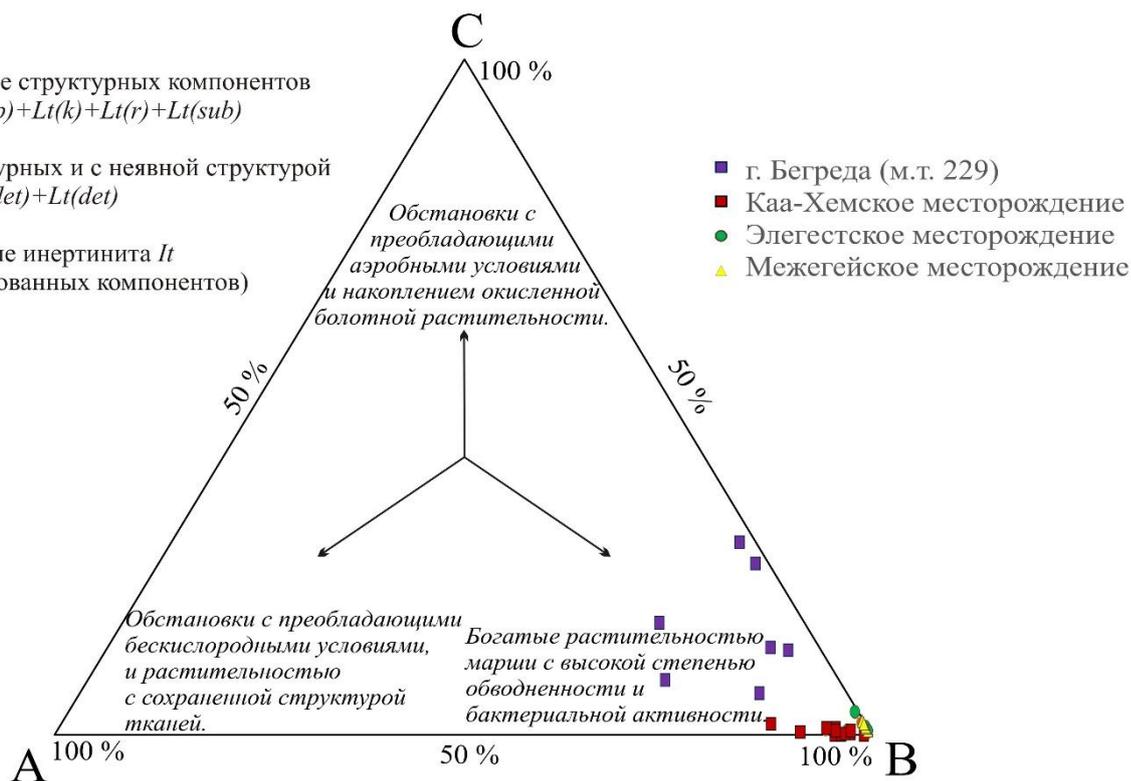
а

Индексы:

A - содержание структурных компонентов
 $A = Vt(t) + Lt(sp) + Lt(k) + Lt(r) + Lt(sub)$

B - бесструктурных и с неявной структурой
 $B = Vt(g) + Vt(det) + Lt(det)$

C - содержание инертинита It
 (негелифицированных компонентов)



б

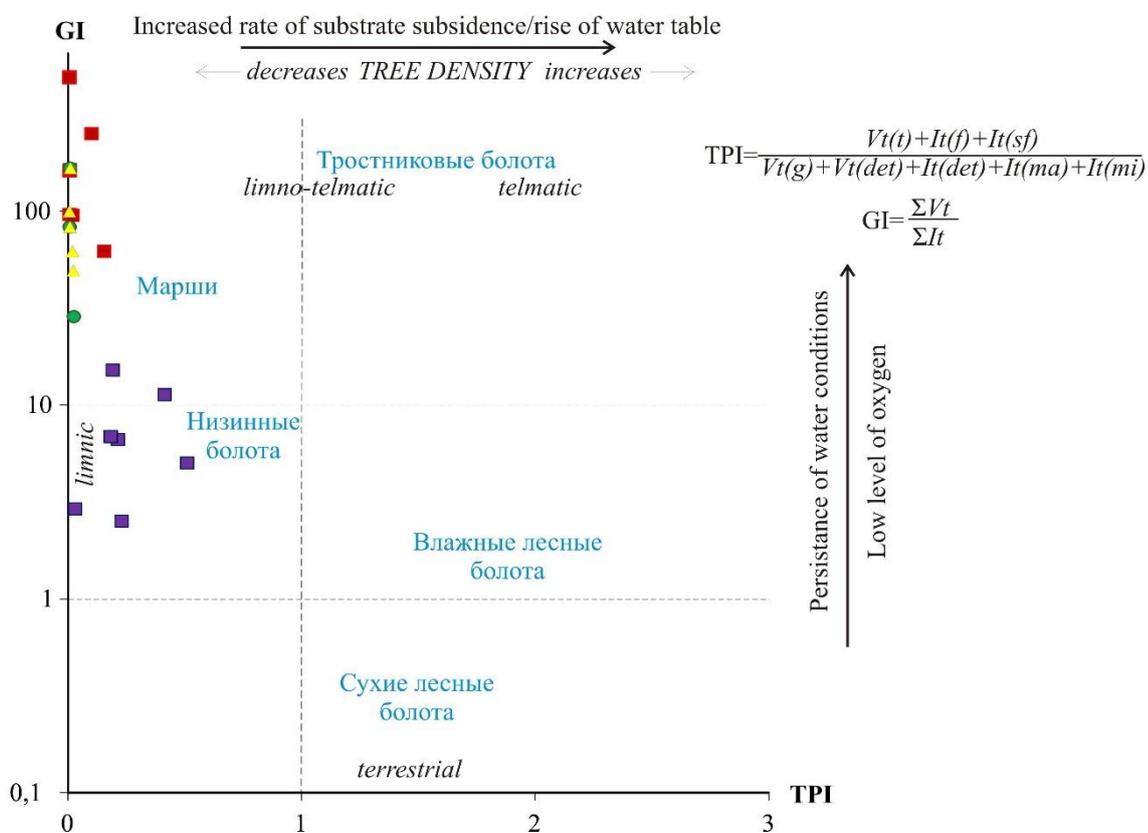


Рисунок 3.4 – Генетические диаграммы условий накопления органического вещества углей пласта Улуг: а - по P. Mukhopadhyay [1989]; б - по С. Dissel [1992]

1989]. В основе диаграммы Дисселя лежат индексы ТРІ и GІ, которые характеризуют сохранность структуры и гелификацию соответственно. Индекс сохранности структуры ТРІ является отношением суммы структурных компонентов к сумме бесструктурных. Низкий уровень воды или проточные воды, высокая бактериальная активность, низкая скорость накопления органического материала способствуют разложению вещества и утрате первоначальной растительной структуры. Таким образом, индекс ТРІ зависит преимущественно от тектонических условий – с его увеличением происходит переход от спокойных бассейновых условий через сезонную обводненность к областям временного торфообразования. Индекс гелификации GІ представляет собой отношение гелифицированных компонентов к негелифицированным [Diessel, 1992]. Увеличение этого индекса является индикатором уровня вод. Переход происходит от безводных лесных условий к озерным, а наибольшие значения индекса гелификации указывают на тростниковые, дельтовые отложения, в условиях жаркого климата, возможно, мангровые леса. Расчеты приведены в Приложении 1.

При нанесении подсчитанных индексов на АВС-тригонограмме П. Мукхопадея, изученные образцы улугхемских углей образовали поле вблизи вершины В, что может указывать на образовании углей в маршевых болотах богатых растительностью с высокой степенью обводнённости и бактериальной активности (Рисунок 3.4 а). Это подтверждается и данными на диаграмме Дисселя, на которой большинство образцов приходится в области с высоким индексом GІ и низким ТРІ (Рисунок 3.4 б). В соответствии с диаграммой Дисселя накопление углей УХБ происходило преимущественно в озерно-болотных обстановках и близких к маршевым болотам, в условиях медленного прогибания бассейна, компенсируемого накоплением ОВ при постоянной обводненности. По Дисселю [1992] марши представляют собой заболоченные низменности, периодически затапливаемые пресной или соленой водой близлежащего водоема, обычно лишённые древесной растительности, а большая часть растительности представлена травянистыми растениями, местами развиты кустарники.

На обеих диаграммах видно, что образцы с горы Бегреда, что на севере УХБ, показывают несколько отличное распределение в сравнении с другими образцами, таким образом указывая на неодинаковые условия образования угольного пласта в разных частях бассейна. Это может быть связано с тем, что Сесерлигско-Тапсинская мульда на севере УХБ (см. Рисунок 1.3), где нижнеюрские отложения отсутствуют, в ранней юре (возможно еще и в начале средней юры) представляла собой эрозионно-тектонический выступ, испытывавший некоторое воздымание на фоне общего погружения окружающей территории, соответственно она была вовлечена в осадконакопление позднее [Тимофеев, 1964]. Поэтому в этой области существовали несколько отличные, более аэральные условия, а относительно повышенные значения зольности (от 6 до 38,

в среднем 15%) свидетельствуют о воздействии проточных условий и привносу терригенного материала, связанных, вероятно, с основным руслом пра-Улугхема, которое проходило севернее и северо-западнее палеобассейна, и близостью к области сноса.

Полученные нами данные не противоречат палеогеографическим реконструкциям юрской угленосной формации Тувинского прогиба, выполненным П.П. Тимофеевым [1964]. Так, им в разрезах юрской угленосной формации фиксируется частая смена направленности трансгрессивно-регрессивного режима бассейна седиментации, который располагался на юго-востоке Тувинского прогиба и за его пределами, в области северной окраины Долины Великих озер Монголии, а обширная суша, откуда сносился обломочный материал, находилась на северо-востоке и востоке, в области Восточно-Тувинского нагорья. Основной водной артерией была довольно крупная река, так называемый пра-Улуг-Хем (или Палео-Улуг-Хем), имевший широкую и разветвленную дельту [Тимофеев, 1964]. По некоторым представлениям бассейн седиментации представлял собой обширный пресный внутриконтинентальный водоем (озерного типа) с преобладающим осадконакоплением на глубинах до первых десятков метров [Сушанек, Алексеев, 1998]. Обнаруженные в известняках вышележающей салдамской свиты Улуг-Хемского бассейна ископаемые пресноводные пелециподы являются типичными обитателями прибрежной зоны сравнительно крупных, но мелководных озерных бассейнов [Мартинсон, 1961].

Еще Тимофеев полагал, что уровень воды этого юрского внутриконтинентального бассейна зависел не только от региональных условий, но в какой-то мере мог регулироваться гидрографически связанным с ним морским бассейном, располагавшимся южнее. Присутствие сапропелевой примеси в пласте Улуг УХБ в виде водорослей типа *Pila* и участков бесструктурной сапропелевой основной массы отмечалось Н.А. Афанасьевой в 1952 г. Позднее В.И. Вяловым с соавторами [Вялов и др., 1991] такие участки были выделены в гумосапропелитовую парагенетическую ассоциацию микрокомпонентов, эпизодически встречающуюся в крайних частях разреза пласта Улуг. Эта ассоциация является индикатором процесса сильного обводнения древнего торфяника.

Согласно последним представлениям [Забелин, Заика, 2021] климатические условия и устройство рельефа на протяжении ранней и средней юры способствовали стоку вод Палео-Улуг-Хема по территории Тувы и Монголии в залив Монголо-Охотского океана, проникавшего в начале юры в восточную часть Монголии. Закрытие же Монголо-Охотского океана еще обсуждается в литературе, по некоторым данным его окончательное закрытие произошло не ранее поздней юры-раннего мела [Arzhannikova et al., 2022; Cogné et al., 2005]. [Graham et al., 2014] полагают, что юрские угленосные аллювиальные фации юго-восточной Монголии могли быть частью раннемезозойского форланд-бассейна, развитого в южно-центральной Монголии.

Началу торфонакопления пласта Улуг предшествовала обширная ингрессия бассейна вглубь суши, захватив всю юго-западную и центральную части Тувинского прогиба. Это обеспечило длительное заболачивание прибрежных пространств, включая дельту пра-Улуг-Хема [Тимофеев, 1964]. В углях Каа-Хемского месторождения УХБ соотношение Sr/Ba, являющееся индикатором палеосолености бассейна, имеет значения 1,5, что указывает на нормально соленые условия, а в подстилающих и перекрывающих пласт Улуг песчаниках этот показатель не превышает 0,4, характеризую пресноводные условия [Янчат, Тас-оол, 2021].

Таким образом, угли УХБ с относительно сильной и сильной степенью разложения растительного материала по Тимофееву относятся к фациям устойчивых и относительно устойчивых торфяных болот, но без привязки к конкретным обстановкам осадконакопления. Полученные автором данные позволяют уточнить и детализировать, что изученные угли УХБ образовались в пределах прибрежных болот на окраине крупного озера, эпизодически испытывавшего влияние моря, в условиях медленного прогибания бассейна, компенсируемого накоплением ОВ при постоянной обводненности.

Глава 4. ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА УГЛЕЙ УЛУГ-ХЕМСКОГО БАССЕЙНА

4.1. Изотопный состав углерода

Определение изотопного состава выполнено для трех образцов № 229-5, 4-14 и Э-17, характеризующих разрезы разных участков бассейна – обнажение Беграда, Каа-Хемское и Элегестское месторождения соответственно (Таблица 4.1). По значениям изотопного состава углерода между исследованными образцами углей значительной разницы не наблюдается. Значения $\delta^{13}\text{C}$ углей Улуг-Хемского бассейна составляют -25 – (-26) ‰ и являются вполне типичными для органического вещества терригенного происхождения [Галимов, 1973].

Таблица 4.1 Изотопный состав углерода углей Улуг-Хемского бассейна

| Образец | 229-5 | 4-14 | Э-17 |
|---------------------------|-------|-------|-------|
| $\delta^{13}\text{C}$, ‰ | -25,2 | -25,9 | -25,1 |

4.2. Выходы хлороформенного битумоида и групповой состав

Выход хлороформенного битумоида, определение его группового состава, а также изучение углеводородов в насыщенных и ароматических фракциях был проведен в совокупности для 22 образцов (Таблица 4.2).

Содержание хлороформенного битумоида $b_{\text{хл}}$ в изученных образцах углей пласта Улуг и углистых вмещающих пород варьирует от 0,04 до 2,73 % (среднее 0,84 %) на породу. Наиболее обогащены битумоидами образцы Каа-Хемского месторождения $(\frac{0,41-2,73}{1,38 (6)})$, наименее обогащены и при этом наиболее однородны – образцы Межегейского месторождения $(\frac{0,23-0,30}{0,27 (6)})$. Образцы с Бегреды показывают сильный разброс значений $b_{\text{хл}}$ – $(\frac{0,04-1,71}{0,78 (9)})$. В числителе приведены минимальное и максимальное значение параметра, в знаменателе – среднее арифметическое значение и в круглых скобках число проб, по которым посчитано среднее. В целом в исследованных образцах наблюдается выявленная ранее в углях закономерность изменения выхода битумоида от степени постдиагенетической изменённости ОВ с максимумом в начале газовой (каа-хемские угли) и минимумом на жирной стадии (межегейские угли) [Конторович, Данилова, 1973]. Изменчивость концентраций битумоидов в зависимости от литологии отражают каа-

Таблица 4.2 - Геохимическая характеристика образцов из Улуг-Хемского бассейна

| № обр. | Литология | A ^d , % | b _{хл} , % | Групповой состав битумоидов, % на битумоид | | | | Насыщенные УВ/ Ароматические УВ | Смолы/Асфальтены |
|---------------------------|--------------------|--------------------|---------------------|--|---------------|-------|------------|------------------------------------|------------------|
| | | | | УВ | | смолы | асфальтены | | |
| | | | | насыщенные | ароматические | | | | |
| обнажение на горе Бегреда | | | | | | | | | |
| 229-1 | уголь | 22,7 | 0,04 | 27,96 | 7,53 | 59,14 | 5,38 | 3,71 | 11,0 |
| 229-2 | уголь | 13,5 | 0,09 | 16,76 | 5,59 | 46,37 | 31,28 | 3,00 | 1,48 |
| 229-3 | уголь | 8,9 | 0,18 | 20,64 | 5,09 | 57,37 | 16,89 | 4,05 | 3,40 |
| 229-4 | уголь | 6,0 | 0,81 | 34,91 | 7,76 | 40,49 | 16,85 | 4,50 | 2,40 |
| 229-5 | уголь | 7,8 | 1,08 | 43,62 | 11,01 | 32,65 | 12,71 | 3,96 | 2,57 |
| 229-6 | уголь | 8,2 | 1,71 | 29,66 | 8,13 | 33,33 | 28,88 | 3,65 | 1,15 |
| 229-8 | уголь | 38,3 | 1,66 | 29,08 | 5,71 | 30,16 | 35,05 | 5,09 | 0,86 |
| 229-9 | уголь | 16,3 | 0,93 | 34,98 | 5,25 | 29,25 | 30,53 | 6,67 | 0,96 |
| 229-10 | уголь | 14,0 | 0,54 | 27,34 | 4,67 | 40,89 | 27,10 | 5,85 | 1,51 |
| Каа-Хемское месторождение | | | | | | | | | |
| 2-14 | песчаник углистый | 61,0 | 0,76 | 8,61 | 14,81 | 21,97 | 54,61 | 0,58 | 0,40 |
| 3-14 | кальцит углистый | 52,0 | 1,08 | 8,71 | 18,93 | 30,45 | 41,91 | 0,46 | 0,73 |
| 4-14 | уголь | 25,2 | 2,72 | 9,41 | 28,55 | 29,27 | 32,78 | 0,33 | 0,89 |
| 6-14 | алевролит углистый | 72,0 | 0,41 | 11,77 | 19,31 | 28,56 | 40,36 | 0,61 | 0,71 |
| 8-14 | кальцит углистый | 50,8 | 0,58 | 9,12 | 17,86 | 29,15 | 43,86 | 0,51 | 0,66 |
| 9-14 | уголь | 9,4 | 2,73 | 9,48 | 22,75 | 32,48 | 35,29 | 0,42 | 0,92 |
| Элегестское месторождение | | | | | | | | | |
| Э-17 | уголь | - | 1,47 | 14,54 | 25,80 | 36,82 | 22,85 | 0,56 | 1,61 |
| Межегейское месторождение | | | | | | | | | |
| МУ-18-1 | уголь | 4,5 | 0,3 | 10,24 | 11,01 | 19,08 | 59,67 | 0,93 | 0,32 |
| МУ-18-2 | уголь | 4,8 | 0,29 | 10,88 | 10,88 | 18,48 | 59,75 | 1,00 | 0,31 |
| МУ-18-3 | уголь | 4,5 | 0,23 | 10,55 | 12,80 | 17,58 | 59,07 | 0,82 | 0,30 |
| МУ-18-4 | уголь | 4,9 | 0,25 | 11,98 | 13,15 | 17,07 | 57,79 | 0,91 | 0,30 |
| МУ-18-5 | уголь | 4,9 | 0,23 | 12,79 | 12,79 | 19,30 | 55,12 | 1,00 | 0,35 |
| МУ-18-6 | уголь | 4,9 | 0,29 | 13,11 | 13,11 | 17,58 | 56,20 | 1,00 | 0,31 |

хемские образцы, представленные углями и углистыми породами – алевролитом, песчаниками карбонатным прослоем. Коэффициент битуминозности $\beta_{ХБ}$, рассчитанный по отношению $b_{хл}$ к $C_{орг}$, не превышает 4,3 %.

По мере погружения ОВ взаимодействует с неорганическим веществом породы, влияние последнего в большинстве случаев проявляется в виде адсорбционных и каталитических эф-

фектов [Espitalie et al., 1984; Хант, 1982]. В связи с этим, в изученных образцах проанализировано влияние зольности образцов на результаты экстракции и фракционирования.

С повышением зольности A^d уменьшается выход хлороформенного битумоида $b_{хл}$ для образцов каа-хемских ($R^2=0,89$). Отрицательная корреляционная зависимость между A^d и $b_{хл}$ является обратным следствием ранее выявленной однонаправленной закономерности между изменением содержания $C_{орг}$ и концентрациями битумоидов в породах [Конторович и др., 1971, 1974; Геология..., 1975]. Для межегейских устойчивый тренд не выявлен, возможно, в связи с большей зрелостью ОБ и малой зольностью, а в бегрединских образцах – в связи с их окисленностью в природном обнажении.

Проанализированы изменения выходов битумоидов от состава микрокомпонентов ОБ угля. Установлено, что высокие концентрации битумоидов характерны для образцов углей с повышенным содержанием мацералов группы липтинита (Рисунок 4.1). Как известно, липтинитовые компоненты богаты водородом. При этом мацералы группы липтинита по отдельности не показывают устойчивой корреляции с $b_{хл}$ в виду их крайне неравномерного распределения и низкого содержания в изученных разрезах.

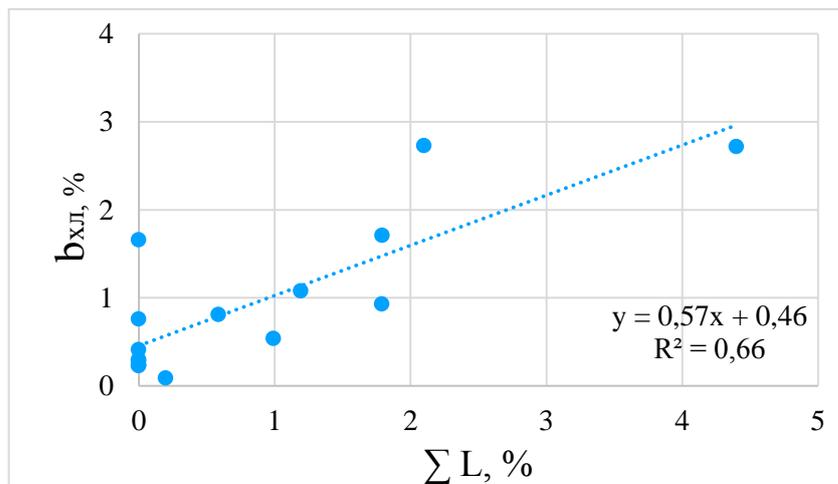


Рисунок 4.1.– Взаимосвязь выхода $b_{хл}$ от содержания мацералов группы липтинита L в углях

Групповой состав

Фракционирование битумоидов в процессе группового анализа сопровождалось потерями битумоида. Это характерно для малых навесок битумоидов, зависит от свежести исходного каменного материала и касается легкокипящих фракций [Успенский и др., 1966]. Потери для изученных образцов составили от 5 до 57,7 %, из них наиболее значительные характерны для относительно выветрелых образцов с г. Бегреда, отобранных в естественном обнажении с субвертикальным залеганием пласта (38,9–57,7 %). Битумоиды углей имеют большие потери при фракционировании, чем битумоиды углистых пород – алевролита, песчаника и карбонатного

породного прослоя (11,5–57,7 против 5–9 %). Несмотря на вышеуказанное, содержание каждой полученной фракции было рассчитано в процентах по отношению к сумме всех фракций, принимаемой за 100 %.

Групповой состав битумоидов углей и углистых пород характеризуется содержанием УВ от 21 до 55 %, смол – 17 – 59 % и асфальтенов от 5 до 60 % (в среднем 31, 31 и 38 % соответственно) (Рисунок 4.2, Таблица 4.2). Концентрации смол и асфальтенов в битумоидах соответствуют закономерностям преобразования террагенного ОВ в мезокатагенезе [Конторович и др., 1988; Бутузова и др., 2016; Конторович и др., 2020]. По мере увеличения углефикации в ряду образцов Бегреда – Каа-Хем – Элегест – Межегей уменьшаются содержания смол и возрастают концентрации асфальтенов, их отношение падает от 3,4 (11*) до 0,3. В этом же ряду в групповом составе битумоида уменьшается содержание углеводородной фракции, а в ее составе сначала преобладают насыщенные УВ (Бегреда), в каа-хемских углях марки Г ароматические УВ начинают доминировать над насыщенными почти в 2 раза, а на стадии Ж их концентрации выравниваются (межегейские) (Рисунок 4.3). Некоторые авторы полагают, что смолы выступают буферным состоянием в процессе преобразования УВ в асфальтены в катагенезе [Конторович и др., 1988].

Анализ взаимосвязи компонентов группового состава от зольности углей значимых корреляций не выявил.

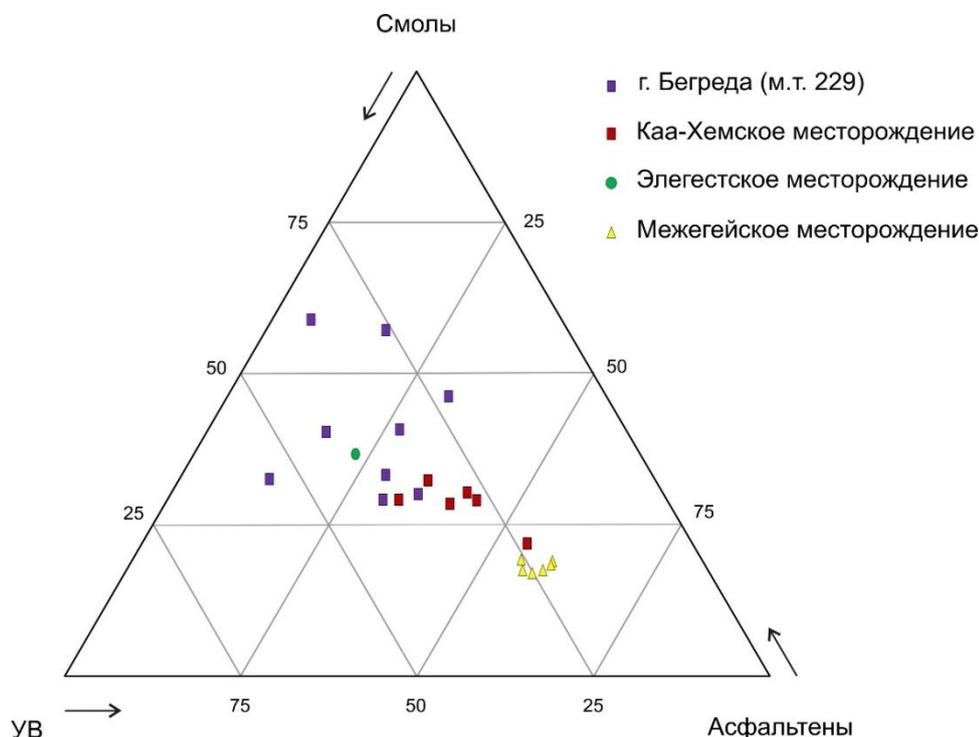


Рисунок 4.2 – Тригонограмма распределения группового состава битумоидов из углей Улуг-Хемского бассейна

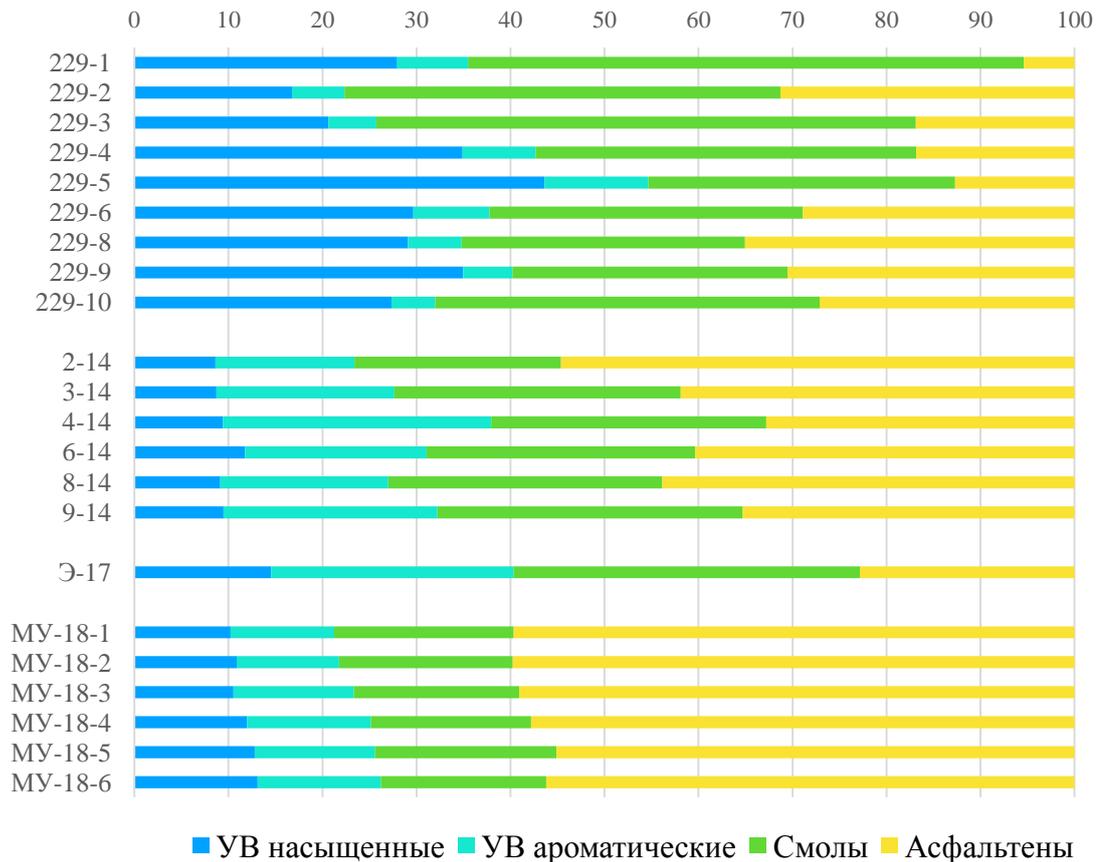


Рисунок 4.3 – Групповой состав битумоидов из углей пласта Улуг

4.3. Углеводородный состав битумоидов

4.3.1. Алканы нормального и изопреноидного строения

Распределение ациклических углеводородов, к которым относятся нормальные и изопреноидные алканы, изучались методом ГЖХ в составе алифатической фракции хлороформенных битумоидов исходных образцов углей. Распределение *n*-алканов мономодальное, их максимальные концентрации в каа-хемских, элегестских и бегрединских углях приходятся на диапазон *n*-C₂₃–C₂₅, а в межегейских смещается на *n*-C₁₉–C₂₃ (Рисунок 4.4).

Поскольку различные нечетные *n*-алканы происходят из различных первоначальных организмов-источников, можно оценить состав исходного органического вещества. Вклад водной и терригенной видов растительности в состав органической массы углей может быть оценен на основании коэффициентов P_{aq} и P_{wax} [Ficken et al., 2000; Zheng et al., 2007]. Судя по этим соотношениям *n*-алканов, по которому определяют характер растений, источник ОВ не был исключительно наземным. В изучаемых углях значение P_{aq} варьирует от 0,64 до 0,95, что соответствует подводным и плавающим на поверхности воды макрофитам, а низкие значения коэффициента P_{wax} от 0,17 до 0,47 могут свидетельствовать об относительно низкой доле парафиновых УВ,

полученных из надводных макрофитов и наземных растений к общему количеству УВ. А в сравнении коэффициент P_{aq} выше, чем P_{wax} (Таблица 4.3), что может свидетельствовать о выраженном вкладе водной растительности в состав исходного органического вещества. Эти два коэффициента тесно коррелируют друг с другом в виде обратной линейной зависимости ($R^2=0,97$). В битумоидах межегейских углей некоторое облегчение состава *n*-алканов может быть связано как с более высокой степенью метаморфизма [Гуляева и др., 1976], так палеогеографическим положением месторождения и связанным с этим некоторым изменением состава исходного ОВ в сторону аквагенного в пределах бассейна торфонакопления.

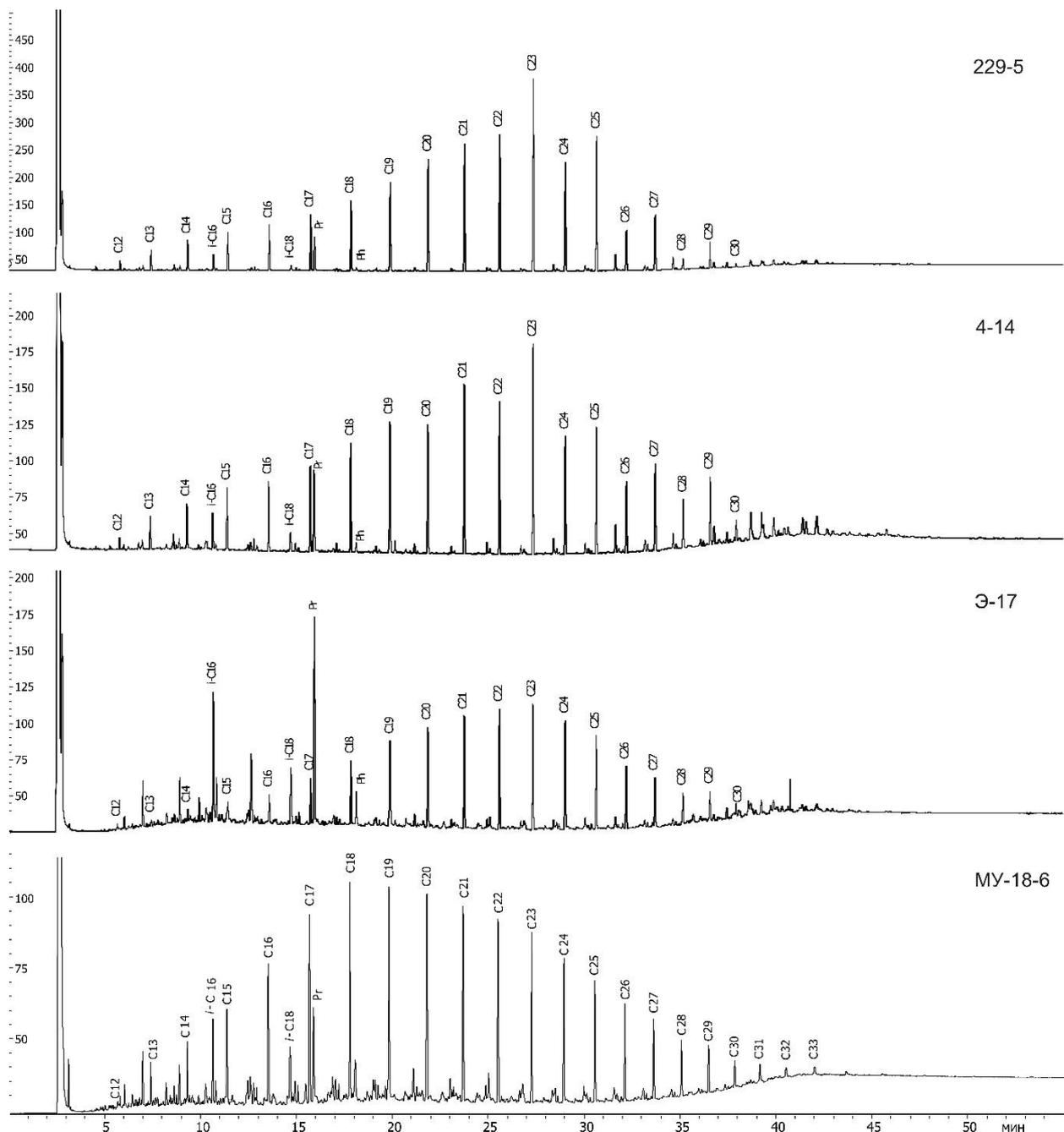


Рисунок 4.4 – Распределение *n*- и *изо*-алканов углеводородной фракции битумоида из углей УХБ на хроматограмме по общему ионному току (ТIC)

В образцах угля из обнажения Бегреда и Каа-Хемского месторождения наблюдается доминирование нечётных гомологов *n*-алканов над чётными в высокомолекулярной области, а в образцах Элегестского и Межегейского месторождений оно не выражено (Рисунок 4.4). Значение индекса CPI уменьшается от 2,5 до 1,1 (Таблица 4.3). Эта особенность в составе ОВ соответствует установленной петрографически закономерности изменения метаморфизма углей УХБ с северо-востока на юго-запад.

Среди алканов изопреноидного строения преобладают изопренаны C₁₆, C₁₈, C₁₉ (Pr) и C₂₀ (Ph) с максимумом на Ph. Соотношение пристана и фитана (Pr/Ph) в ряду битумоидов Бегреда – Каа-Хем – Элегест – Межегей изменяется от 11 до 1,6. Такие высокие значения отношения пристана к фитану являются характерными для органического вещества терригенного происхождения, накопление которого происходило в окислительных обстановках [Peters et al., 2005]. На графике Коннана-Кассоу [Connan, Cassou, 1980] битумоиды приходятся в область ОВ континентального генезиса (Рисунок 4.5а). График зависимости между Pr/*n*-C₁₇ и Ph/*n*-C₁₈ со временем модифицировался и в последнее время используется с более детальными областями фациальных условий осадконакопления (Рисунок 4.5 б) [Shanmugam, 1985; Sarki Yandoka et al, 2015; Петрова и др., 2018 и др.]. На модифицированном варианте графика от большинства образцов, расположенных в области окислительных условий наземных, озерно-болотных и дельтовых обстановок осадконакопления ОВ континентального генезиса, межегейские и частично бегрединские образцы обособляются в область прибрежно-морских условий.

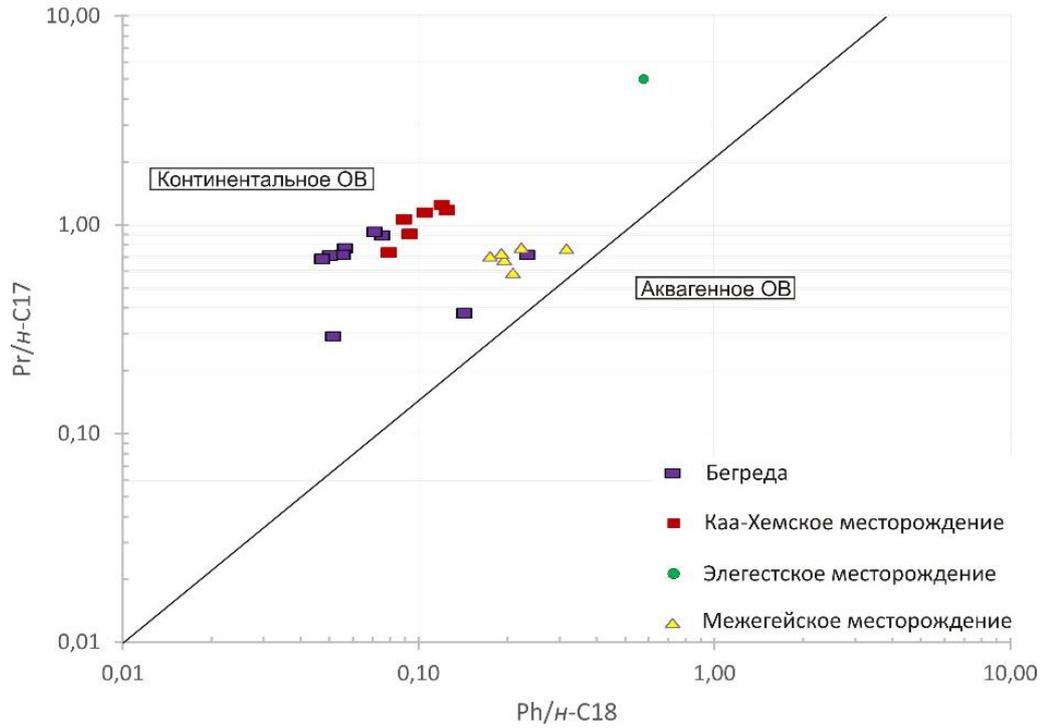
4.1.1. Стераны

Углеводороды ряда стерана изучены методом хромато-масс-спектрометрии в составе алифатических фракций битумоида угля на основании масс-хроматограмм, построенных по 217 и 218 фрагментарным ионам (Рисунок 4.6).

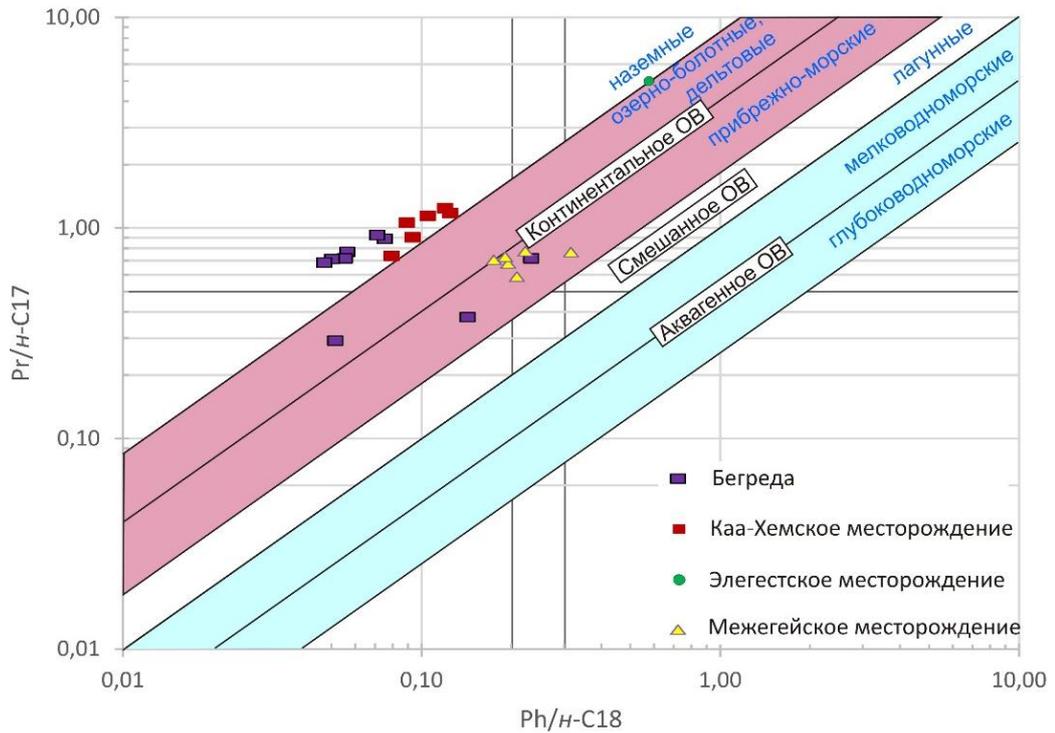
В битумоидах изученных углей резко доминируют этилхолестаны C₂₉, их концентрации от суммы стеранов C₂₇–C₂₉ составляют от 77 до 88 % в бегрединских, каа-хемских и элегестских углях и от 56 до 65 % в межегейских (Таблица 4.3). В меньших концентрациях находятся стераны состава C₂₈ – от 10 до 26 %. Из всех изученных образцов наибольшим содержанием холестана (C₂₇) характеризуются межегейские угли (14–21 % против 2–3 %).

Таблица 4.3 – Распределения и соотношения углеводородов в битумоидах

| Месторождение/Площадь | | Бегреда | Каа-Хемское | Элегестское | Межегейское |
|-----------------------|---|--------------------------|--------------------------|-------------|--------------------------|
| Ациклические УВ | Pr/Ph | $\frac{2-11}{7,7}$ | $\frac{7-8,6}{7,6}$ | 6 | $\frac{1,6-3,1}{2,5}$ |
| | Pr/C ₁₇ | $\frac{0,3-0,9}{0,7}$ | $\frac{0,7-1,3}{1,1}$ | 5 | $\frac{0,6-0,8}{0,7}$ |
| | Ph/C ₁₈ | $\frac{0,1-0,2}{0,1}$ | $\frac{0,08-0,13}{0,1}$ | 0,6 | $\frac{0,2-0,3}{0,2}$ |
| | (Pr+Ph) / (C ₁₇ +C ₁₈) | $\frac{0,16-0,46}{0,35}$ | $\frac{0,37-0,62}{0,51}$ | 2,45 | $\frac{0,39-0,51}{0,44}$ |
| | 2*C ₂₇ / (C ₂₆ +C ₂₈) | $\frac{1,28-2,08}{1,85}$ | $\frac{0,89-1,71}{1,45}$ | 1,01 | $\frac{1,01-1,03}{1,02}$ |
| | $P_{aq} = (C_{23}+C_{25}) / (C_{23}+C_{25}+C_{29}+C_{31})$ | $\frac{0,83-0,95}{0,91}$ | $\frac{0,64-0,89}{0,78}$ | 0,82 | $\frac{0,79-0,82}{0,80}$ |
| | $P_{wax} = (C_{27}+C_{29}+C_{31}) / (C_{23}+C_{25}+C_{27}+C_{29}+C_{31})$ | $\frac{0,17-0,29}{0,22}$ | $\frac{0,25-0,47}{0,36}$ | 0,30 | $\frac{0,33-0,37}{0,35}$ |
| | P _{aq} /P _{wax} | $\frac{2,88-5,45}{4,18}$ | $\frac{1,37-3,54}{2,32}$ | 2,71 | $\frac{2,13-2,45}{2,32}$ |
| | CPI ₂₅₋₃₁ | $\frac{1,61-2,52}{2,16}$ | $\frac{1,23-1,88}{1,63}$ | 1,23 | $\frac{1,06-1,09}{1,08}$ |
| Стераны | ααα 20R C ₂₇ , % | $\frac{2-4}{3}$ | $\frac{3-5}{4}$ | 2 | $\frac{14-18}{17}$ |
| | ααα 20R C ₂₈ , % | $\frac{16-20}{18}$ | $\frac{14-16}{15}$ | 10 | $\frac{18-26}{23}$ |
| | ααα 20R C ₂₉ , % | $\frac{77-81}{79}$ | $\frac{80-82}{81}$ | 88 | $\frac{56-65}{60}$ |
| | 20S / (20S+20R) C ₂₉ ααα | $\frac{0,23-0,25}{0,24}$ | $\frac{0,33-0,39}{0,36}$ | 0,44 | $\frac{0,37-0,44}{0,40}$ |
| | αββ(20S+20R)/ααα20R C ₂₉ | $\frac{0,31-0,40}{0,36}$ | $\frac{0,48-0,67}{0,57}$ | 1,77 | $\frac{1,92-2,02}{1,98}$ |
| | αββ / (αββ + ααα) C ₂₉ | $\frac{0,19-0,23}{0,21}$ | $\frac{0,24-0,31}{0,27}$ | 0,50 | $\frac{0,53-0,55}{0,54}$ |
| Терпаны | TCI=2 (19-20) / (23-26) | - | - | - | $\frac{1,8-2,6}{2,2}$ |
| | 22S / (22S+22R) C ₃₁ αβ | 0,57 | 0,57 | 0,60 | 0,59 |
| | βα / (αβ + βα) C ₂₉ | $\frac{35-38}{37}$ | $\frac{31-35}{33}$ | 10,25 | $\frac{7-10}{9}$ |
| | Ts/Tm | $\frac{0,02-0,05}{0,03}$ | $\frac{0,01-0,02}{0,02}$ | 0,16 | $\frac{0,48-0,63}{0,54}$ |
| Ароматические УВ | MPI-1 | $\frac{0,03-0,21}{0,13}$ | $\frac{0,32-0,50}{0,40}$ | 1,08 | $\frac{1,20-1,42}{1,32}$ |
| | Rc=0,6 MPI+0,37 | $\frac{0,39-0,50}{0,45}$ | $\frac{0,56-0,67}{0,61}$ | 1,02 | $\frac{1,09-1,22}{1,16}$ |
| | MPDF | $\frac{0,28-0,51}{0,38}$ | $\frac{0,25-0,38}{0,30}$ | 0,46 | $\frac{0,53-0,54}{0,54}$ |
| | Ret/P | $\frac{0,01-0,13}{0,05}$ | $\frac{1-11,5}{4,7}$ | - | $\frac{0,2-0,5}{0,3}$ |
| | Cad/Ret | $\frac{0,09-0,38}{0,26}$ | $\frac{0,13-0,57}{0,27}$ | - | $\frac{0,10-0,19}{0,15}$ |

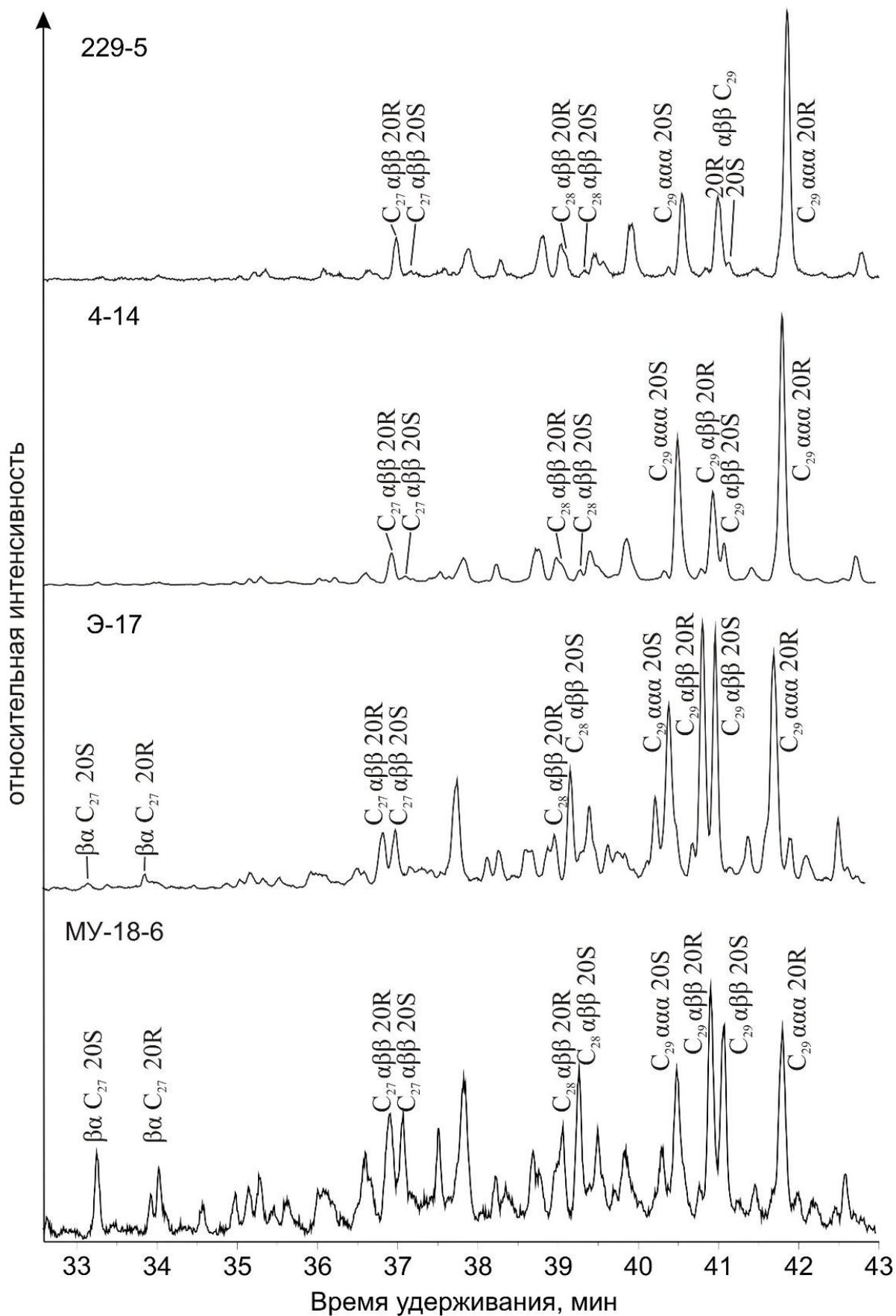


а



б

Рисунок 4.5 – Зависимость отношений пристан/н-алкан C_{17} и фитан/н-алкан C_{18} : а) график Коннана-Кассоу [Connan, Cassou, 1980]; б) модифицированный график Коннана-Кассоу, отражающий характеристику генетического типа и фациальных условий накопления отложений

Рисунок 4.6 – Масс-хроматограммы по фрагментному иону m/z 217

Соотношение $C_{27}:C_{28}:C_{29}$ стеранов является широко применяемым для диагностики типа ископаемого органического вещества маркером [Петров, 1984; Peters et al., 2005]. На тригонограмме распределения относительных концентраций стерановых углеводородов C_{27} , C_{28} и C_{29} образовало два поля (Рисунок 4.7), отражающие доминирующий вклад высшей наземной растительности и ОВ, характерного для переходных дельтово-континентальных обстановок (в оригинальной статье [Huang, Meinschein, 1979] эта область соответствует отложениям устья реки и озера). Таким образом межегейские угли выделяются от других по составу стеранов.

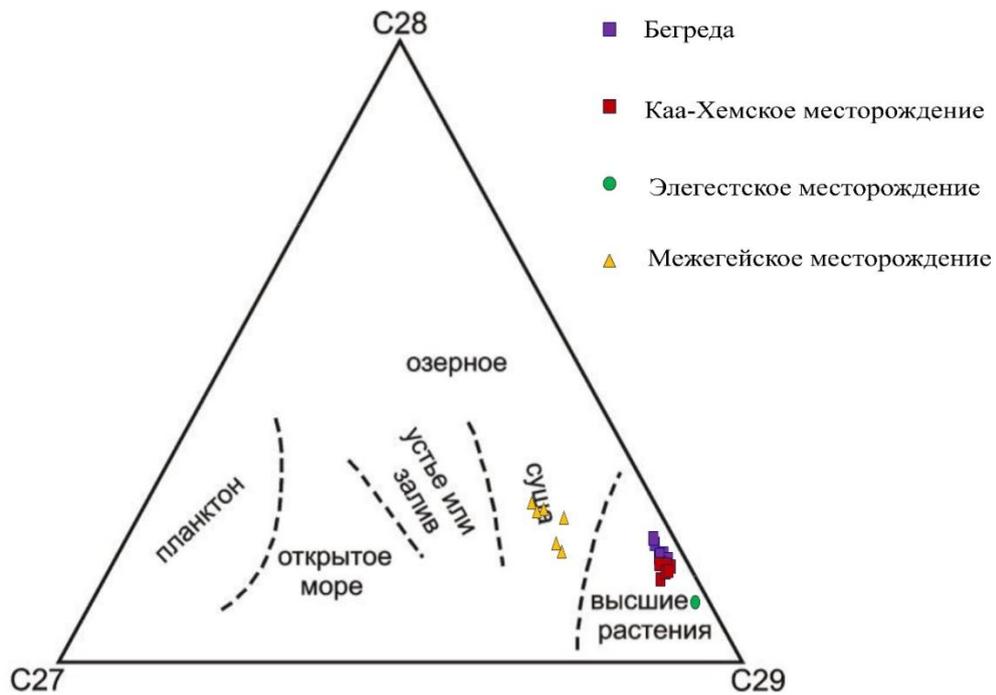


Рисунок 4.7 – Относительное содержание регулярных стеранов C_{27} , C_{28} и C_{29} в насыщенной фракции битумоидов углей УХБ и вмещающих пород на тригонограмме, иллюстрирующей условия осадконакопления

Пространственная конфигурация диастереомеров стерановых углеводородов изменяется при катагенезе. Для битумоидов изученных образцов угля характерно присутствие и стеранов находящихся в биологической $\alpha\alpha\alpha 20R$ конфигурации, так и геостеранов, имеющих $\alpha\alpha\alpha 20S$ и $\alpha\beta\beta(20R+20S)$ конфигурации. Соотношению стеранов $C_{29} 20S/(20S+20R)$ варьирует от 0,23 до 0,44 и дифференцируется по территории – наименее преобразовано ОВ бегрединских и каа-хемских углей (среднее 0,21 и 0,27 соответственно), ОВ элегестских и межегейских углей характеризуется приближающимися к равновесным концентрациями стереоизомеров (среднее 0,44 и 0,40 соответственно). Значения коэффициента созревания $\alpha\beta\beta(20S+20R)/\alpha\alpha\alpha 20R$ [Петров, 1984] и коэффициента $C_{29} \beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$ [Peters et al., 2005] возрастает по территории исследования в том же порядке, что и соотношение $C_{29} 20S/(20S+20R)$, и варьируют в пределах 0,31–2,02 и 0,19–0,55 соответственно. Из данных Таблицы 4.3 следует, что наиболее высокий катагенез наблюдается в межегейских углях и соответствует началу мезокатагенеза.

4.1.2. Терпаны

На хроматограммах по 191 фрагментарному иону идентифицированы трициклановые и тетрациклановые УВ, гопаны C_{27} – C_{30} , гомогопаны C_{31} – C_{35} и моретаны C_{29} – C_{30} (Рисунок 4.8). Среди них доминируют гопаны и гомогопаны с относительными концентрациями от 77 до 84 % от суммы терпанов. Доля гопанов C_{27} – C_{30} , составляет 39–50 % от суммы терпанов, гомогопанов C_{31} – C_{35} – 23–54 %. Относительные концентрации трицикланов изменяются от 1 до 20 %, моретанов C_{29} – C_{30} – от 4 до 21 % от суммы терпанов.

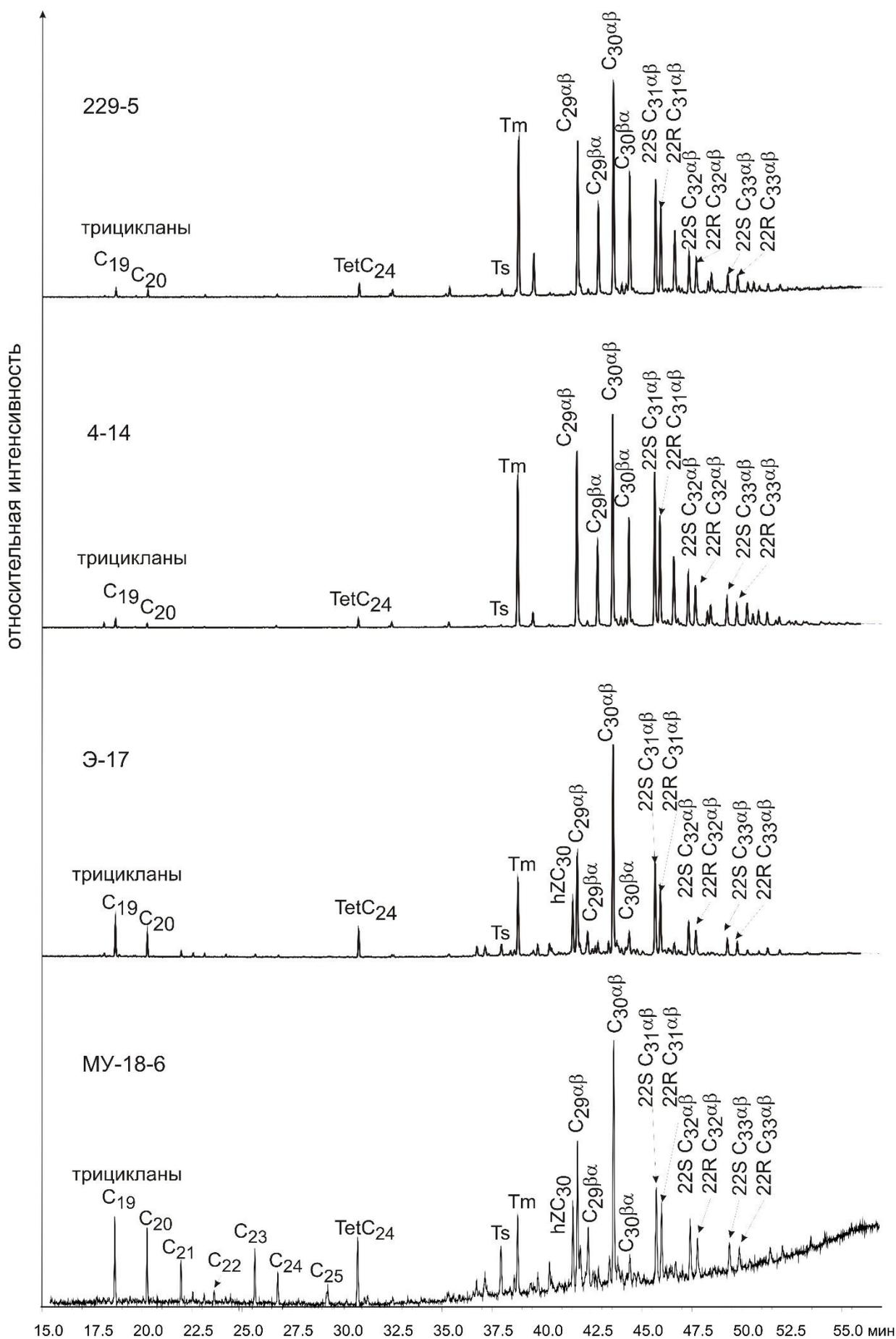
Трицикланы. Среди изученных разрезов эти УВ в концентрациях от 15 до 20 % содержатся в битумоидах межгегейских углей, в ОВ других изученных разрезов обнаружены лишь в следовых концентрациях. В составе битумоидов межгегейских углей определены трицикланы C_{19-25} . Соотношение трициклановых УВ $TCI=2 \cdot \sum(C_{19-20})/\sum(C_{23-26})$, предложенное А.Э.Конторовичем [Конторович и др., 1991; Конторович и др., 1996] используется для диагностики типов органического вещества. Значения трицикланового индекса превышает единицу, что характерно для террагенного ОВ. Наличие трицикланов в межгегейских углях вероятно связано с большей степенью преобразованности содержащегося в них органического вещества. Известно, что трициклические терпаны обладают высокой термической устойчивостью в сравнении с гопанами [Peters, Moldowan, 1993].

Тетрацикланы. На хроматограммах битумоидов межгегейских углей идентифицирован тетрациклический терпан C_{24} . Высота его пика сопоставима с высотой пика трициклана C_{23} . Концентрации других тетрацикланов слабо отличимы от фоновых.

Гопаны. Гопаны представлены углеводородами состава C_{27} – C_{35} при доминировании C_{30} -гопана, при этом концентрации углеводородов состава C_{34} и, особенно, C_{35} мало отличимы от фоновых. Такое распределение гомогопанов является свидетельством окислительных обстановок накопления исходного органического вещества, способствующих потере полиольного «хвоста» исходного бактериогопантетрола [Peters and Moldowan, 1991].

В исследуемых битумоидах присутствуют углеводороды, имеющие $\alpha\beta$ и $\beta\alpha$ конфигурацию, а биологические – $\beta\beta$ гопаны – отсутствуют.

Для уточнения данных о термической зрелости ископаемого ОВ наиболее часто используются данные об отношении моретанов и нефтяных гопанов ($\beta\alpha/\alpha\beta$), а также значения величины $22S/(22S+22R)$ для гомогопана. Значения второго коэффициента для всех изученных проб (Таблица 4.3) неотличимы друг от друга и соответствуют достаточно высокой зрелости органического вещества. Отношение моретан/гопан ($\beta\alpha C_{30}/(\alpha\beta+\beta\alpha C_{30})$) в изученных образцах неодинаково. Наибольшая концентрация моретана обнаружена в битумоида углей г. Бегреда, а наименьшая, отвечающая наиболее высокой зрелости органического вещества, в образцах межгегейских углей.

Рисунок 4.8 – Масс-хроматограммы по фрагментному иону m/z 191

На масс-хроматограммах алифатической фракции битумоидов высокопреобразованных межегейских и элегестских углей, построенных по 191 фрагментарному иону присутствует необычный пик с временем удерживания несколько ниже, чем у $\alpha\beta\text{C}_{29}$ (Рисунок 4.8). Это пик $\text{C}(14\alpha)\text{-гомо-26-нор-17}\alpha\text{-гопана}$ состава C_{30} [Trendel et al., 1993], а в небольших концентрациях присутствуют также углеводороды аналогичного строения, имеющие состав C_{29} и C_{31} . Особенностью химического строения данного углеводорода в отличии от обычных гопанов является наличие семичленного цикла C , этот факт влияет на направление масс-спектрального распада, снижая интенсивность иона с m/z 191 в случае углеводорода C_{30} и делая этот пик нехарактеристичным для углеводородов C_{29} и C_{31} . Этот углеводород ещё называют гопанZ (hZ), он был обнаружен ранее в углях нижнего карбона Центрального грабена бассейна Северного моря [Petersen, Nytoft, 2007], в нефтях озера Байкал, мезозойских отложениях Енисей-Хатангского регионального прогиба [Каширцев и др., 2006; Ким и Родченко, 2016], в мезо-кайнозойских нефтях бассейна Верхняя Долина Магдалины (Колумбия) [Silva et al., 2011] и др.

Вопрос образования гопанZ $\text{C}(14\alpha)\text{-гомо-26-нор-17}\alpha\text{-гопана}$ и его гомологов остается до конца не выясненным [Trendel et al., 1993]. Trendel считает, что непосредственное образование этого УВ бактериями маловероятно, хотя этот вариант полностью исключать, по его мнению, нельзя. Он предполагает, что образование семичленного углеродного цикла могло произойти при окислении метильной группы при C-8 до спирта, либо в приемном бассейне, либо на стадии раннего диагенеза, с последующей перегруппировкой и миграцией углерода в положение между C-8 и C-14 . Наличие расширенного семичленного цикла углерода в пентациклической структуре оказывается более стабильной в термодинамическом отношении по сравнению с обычными $17\alpha\text{-гопанами}$ [Trendel et al., 1993].

Ранее в исследованиях [Trendel et al., 1993; Ким и Родченко, 2016; Каширцев и др., 2006; Конторович и др., 2007; Mrkic et al., 2011] углеводород hZ присутствовал вместе с диагопанами состава C_{29} и C_{30} , свидетельствующими об окислительных условиях в диагенезе.

4.1.3. Ароматические углеводороды

Состав ароматических фракций экстрактов углей был изучен для широкой выборки проб, отобранных из Каа-Хемского, Элегестского, Межегейского месторождений и из обнажения на г. Бегреда. Для всех четырех объектов состав исследуемых фракций весьма отличается друг от друга (Рисунок 4.9, Таблица 4.4).

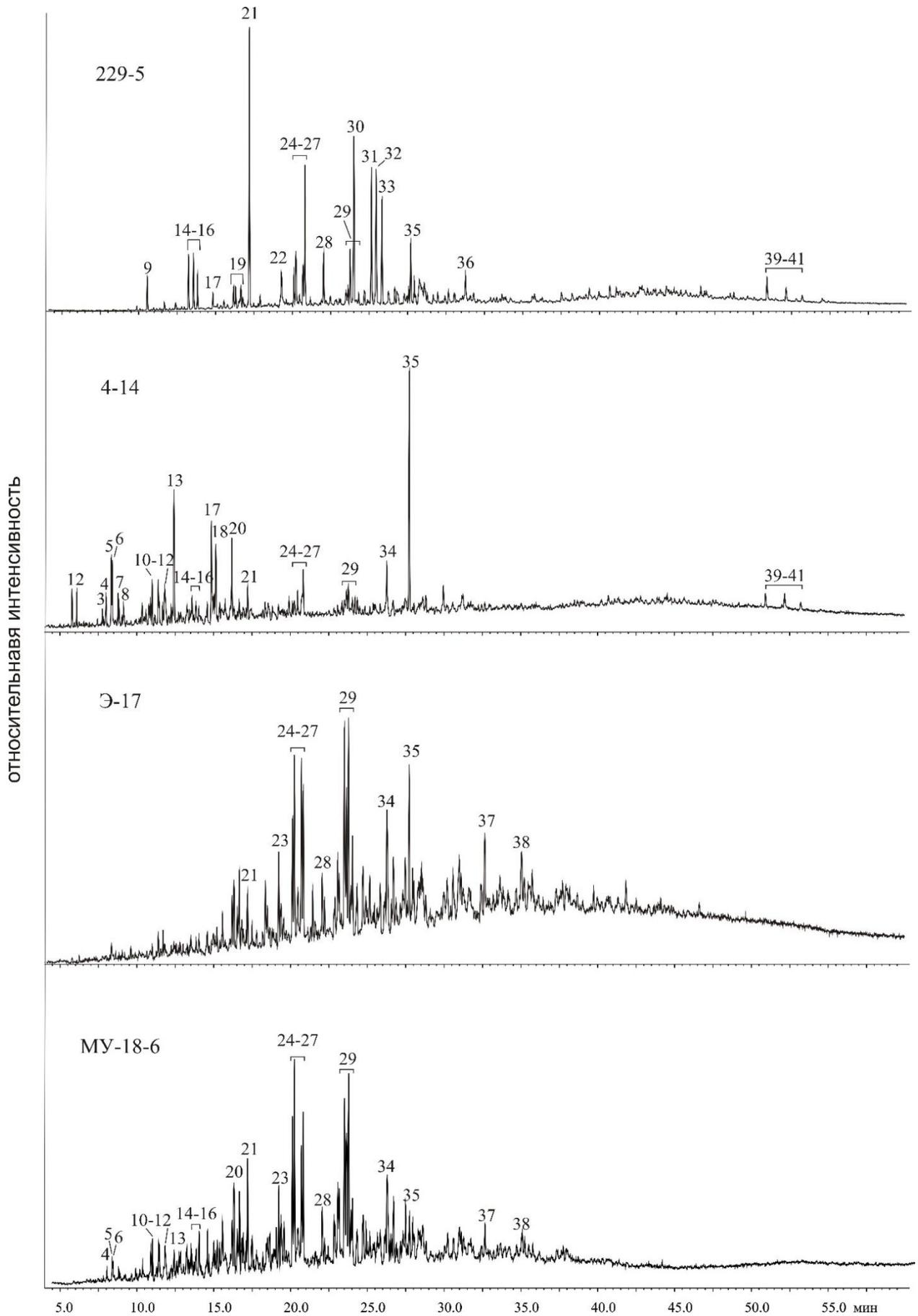


Рисунок 4.9 – Масс-хроматограммы ароматических фракций битумоидов углей УХБ

Таблица 4.4 – Расшифровка пиков ароматических соединений на Рисунке 4.9 [Бушнев и др., 2021]

| № пика | Соединение | Основной фрагментарный ион |
|--------|---|----------------------------|
| 1 | 2-метилнафталин | 141, 142 |
| 2 | 1-метилнафталин | 141, 142 |
| 3 | 2-этилнафталин | 141, 156 |
| 4 | 2,6- + 2,7-диметилнафталины | 141, 156 |
| 5 | 1,3- + 1,7-диметилнафталины | 141, 156 |
| 6 | 1,6-диметилнафталин | 141, 156 |
| 7 | 1,4 + 2,3-диметилнафталины | 141, 156 |
| 8 | 1,2-диметилнафталин | 141, 156 |
| 9 | Дибензофуран | 139,168 |
| 10 | 1,3,6-триметилнафталин | 155, 170 |
| 11 | 1,4,6-+ 1,3,5-триметилнафталины | 155, 170 |
| 12 | 1,2,7- + 1,6,7- + 1,2,6-триметилнафталины | 155, 170 |
| 13 | 1,2,5-триметилнафталин | 155, 170 |
| 14 | 4-метилдибензофуран | 181, 182 |
| 15 | 3- + 2-метилдибензофуран | 181, 182 |
| 16 | 1-метилдибензофуран | 181, 182 |
| 17 | Кадален | 183, 198 |
| 18 | Изокадален | 183, 198 |
| 19 | Диметилдибензофураны | 195, 196 |
| 20 | 1,3,6,7-тетраметилнафталин | 169, 184 |
| 21 | Фенантрен | 178 |
| 22 | 2-метил-1-(4-метилпентил)нафталин | 155, 226 |
| 23 | Тетраметилбифенил | 195, 210 |
| 24 | 3-метилфенантрен | 191, 192 |
| 25 | 2-метилфенантрен | 191, 192 |
| 26 | 9-метилфенантрен | 191, 192 |
| 27 | 1-метилфенантрен | 191, 192 |
| 28 | 2-фенилнафталин | 101, 202, 204 |
| 29 | Диметилфенантрены | 191, 206 |
| 30 | Флуорантен | 101, 202 |
| 31 | Пирен | 101, 202 |
| 32 | Бензо[b]нафто[2,1-d]фуран | 189, 218 |
| 33 | Бензо[b]нафто[1,2-d]фуран | 189, 218 |
| 34 | Метилэтилфенантрен? | 205, 220 |
| 35 | Ретен | 219, 234 |
| 36 | Метилретен | 233, 248 |
| 37 | Хризен | 113, 228 |
| 38 | Метилхризен | 119, 242 |
| 39 | Бензогопан C ₃₂ | 191, 432 |
| 40 | Бензогопан C ₃₃ | 191, 446 |
| 41 | Бензогопан C ₃₄ | 191, 460 |

Расчёт MPI-1 показал, что наименее преобразовано ОБ, отобранное из обнажения на г. Бегреда (значения MPI-1 изменяются в пределах 0,03 – 0,21), более высокий метаморфизм имеет уголь из Межегейского месторождения, где значения MPI-1 варьируют в пределах 1,19 – 1,41. Значения MPI-1 для ОБ углей из Каа-Хемского месторождения изменяются в пределах 0,31 – 0,49, Элегестского – 1,08 (Таблица 4.3).

Отличия в качественном составе ароматической фракции экстрактов углей Каа-Хемского месторождения обусловлены наличием высоких концентраций метилзамещенных (С1-, С2-, С3- и С4-метилпроизводных) нафталинов, а также повышенным содержанием кадалена и ретена. Присутствие в составе ароматической фракции ретена, кадалена, а также 6-изопропил-1-изогексил-2-метилнафталина [Ellis et al., 1996] свидетельствует в пользу вывода о высших наземных растениях как одном из важнейших источников исходного органического вещества Каа-Хемских углей [van Aarssen et al., 2000]. Среди трёх упомянутых маркеров высшей растительности в углях Каа-Хемского месторождения доминирует ретен, свидетельствующий о значительном вкладе хвойных пород в состав терригенной растительности, поступавшей в осадок.

Для битумоидов углей, отобранных из обнажения на г. Бегреда, характерно очень высокое содержание дибензофурана, его метильных производных, бензонафтофуранов и их метильных производных. Есть несколько версий источника данных соединений, включающих окислительные процессы исходного ОБ [Marynowski et al., 2004]. Не исключено, что они являются продуктами преобразования лигнинсодержащих компонентов [Radke et al., 2000]. Также было установлено, что фактически единственным организмом, продуцирующим в природных условиях производные дибензофурана, являются лишайники, что даёт основание считать их биомаркерами лишайников [Radke et al., 2000]. Тем не менее, по данным Rock-Eval пиролиза наблюдаются высокие значения ОI, что подтверждает высокую окисленность ОБ из исследуемого обнажения. Концентрации метилзамещенных нафталинов здесь практически ничтожны. Среди фенантронов доминируют голоядерный углеводород и его монометилпроизводные. Характерны повышенные концентрации фенилнафталина, пирена, флуорантена, хризена и бензантраценов.

Среди изученных углей ОБ наиболее преобразовано в углях Межегейского месторождения. Основными компонентами фракции являются фенантрен и его метилпроизводные. Отношение Ретен/Фенантрен меняется в интервале 0,17 – 0,48, что говорит о низких концентрациях ретена. Отношение кадалена к ретену незначительно меняется в пределах разреза.

Возвращаясь к оценке роли хвойных в составе терригенного ОБ, была установлена четкая дифференциация состава болотных и склоновых растительных сообществ Улуг-Хемского бассейна (Рисунок 4.10). Е.В. Бугдаевой (ФНЦ Биоразнообразия наземной биоты Восточной Азии ДВО РАН) были изучены дисперсные кутикулы растений из образцов углей обнажения

Бегреда. В результате исследования мезофоссилий с помощью светового и сканирующего электронного микроскопов установлено, что угли в разрезе местонахождения Бегреда Улуг-Хемского бассейна сложены в основном остатками гинкгофитов: листьями *Pseudotorellia* и *Eretmophyllum*. Наряду с ними, но в меньшей степени, фитомассу в захоронение поставляли хвойные неопределенного систематического положения (*Pagiophyllum*). В палиноспектре угольного пласта доминируют споры папоротников, реже встречается двумешковаяи моносулькатная пыльца. На склонах произрастали гинкговые и лептострбовые [Бугдаева и др., 2020]. Ранее было известно, что в видовом составе хвойных доминирует *Parvisaccites*, произрастали *Podocarpaceae*, *Pinacea*, *Araucariaceae*, гинкгоцикадофиты; из папоротниковых, кроме осмундовых, следует отметить *Coniopteris* [Вялов и др., 1991].

Относительное содержание ретена в ароматических фракциях варьирует в более широких пределах (от 1 до 40-50 %), чем кадалена (0,1-9 %). Суммарное содержание кадалена и ретена в отложениях является одним из показателей фациальной зональности. По мере удаления от области сноса их суммарное содержание в породах уменьшается [Остроухов и др., 2013]. Самые высокие содержания кадалена и ретена характерны для углей из Каа-Хемского месторождения (см. Рисунок 4.9), которое как в период торфонакопления, так и в настоящее время приурочено к восточной окраине УХБ и ограничено с востока Каахемским гранитоидным батолитом венд-раннепалеозойского возраста. Соответственно месторождение находилось в непосредственной близости к области сноса, по этой причине состав захоронений вероятнее всего имеет смешанный характер, т.е. тафоценозы включают остатки как низинных, так исконовых растений. Наименьшие суммарные концентрации кадалена и ретена характерны для межегейских углей, соответственно они накапливались в наибольшем удалении от области сноса.

Ранее на примере юрско-меловых отложений Северного Каспия было рассмотрено, что отношение кадалена к ретену (Cad/Ret) может также отражать удалённость области осадконакопления от источников сноса, которое сопровождается уменьшением значения коэффициента [Остроухов и др., 2013].

В изученной выборке (без учета двух образцов углистого карбонатного партинга Каа-Хемского месторождения) проанализировано отношение Cad/Ret к параметрам P_{aq} и P_{wax} , оценивающим вклад водной и терригенной видов растительности в состав органической массы углей. Установлено, что с ростом P_{aq} растёт значение Cad/Ret и наоборот, Cad/Ret падает с ростом P_{wax} (Рисунок 4.11). Также отношение Cad/Ret показывает положительную корреляционную зависимость с отношением P_{aq}/P_{wax} , что в свою очередь объясняется тесной взаимосвязью между P_{aq} и P_{wax} .

Предшественниками кадалена являются кадинены и кадинолы, встречающиеся, в основном, в растительных смолах, но также встречающиеся в эфирных маслах многих растений,

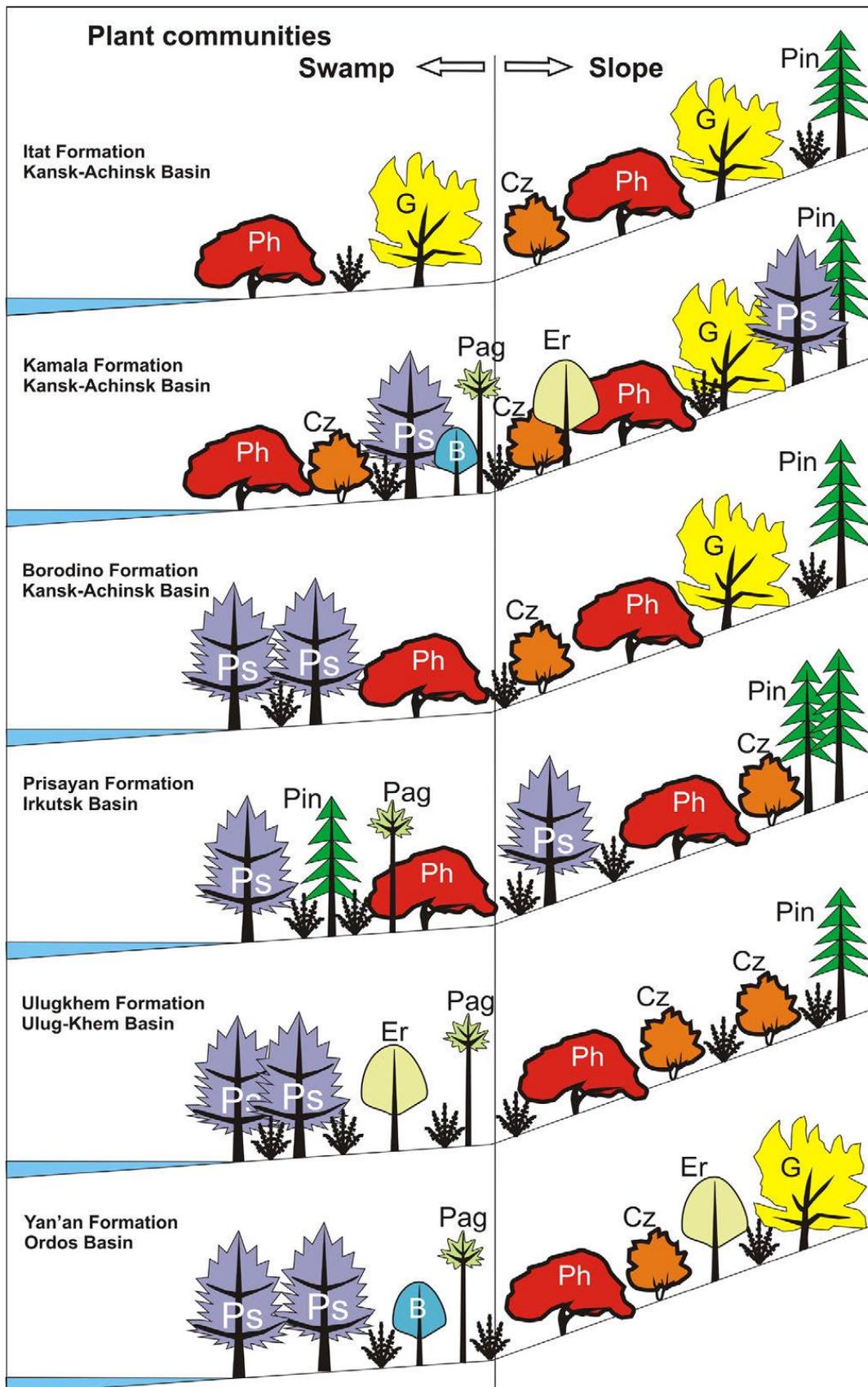


Рисунок 4.10 – Состав среднеюрских болотных и склоновых растительных сообществ Улуг-Хемского, Канско-Ачинского, Иркутского и Ордосского бассейнов. Условные обозначения: В – *Baierella*, Pag – *Pagiophyllum*, Cz – *Czekanowskia*, Er – *Eretmophyllum*, G – гинкговые, Ph – *Phoenicopsis*, Pin – Pinaceae, Ps – *Pseudotorellia* [Бугдаева и др., 2020]

мохообразных и грибах [Alexander et al. 1994; Elias et al. 1997]. Ретен же образуется из абиетиновой кислоты, особенно из хвойных смол [Otto, Simoneit, 2001]. Соответственно отношение Cad/Ret чувствительно к вкладу хвойных – чем он меньше, тем значение Cad/Ret выше.

Таким образом, имеем несколько существенных выводов, первый – подтверждающий изменения зрелости ОВ в исследуемых объектах по площади, второй – вариации исходного состава ОВ. Вклад хвойных в состав терригенного органического вещества также подтверждается наличием ретена в составе ароматических фракций и оценивается соотношением ретена к фенантрону. Среди маркеров высшей растительности: кадален, 6-изопропил-1-изогексил-2-метилнафталин, ретен, значительно доминирует ретен. Их источниками могли служить хвойные неопределенного систематического положения (*Pagiophyllum*) в болотных растительных сообществах и Pinaceae в склоновых. В пределах области древнего торфонакопления произрастали также семейства Parvisaccites, Podocarpaceae, Araucariaceae, гинкгоцикадофиты. Параметр Cad/Ret косвенно отражает вклад аквагенной или терригенной растительности в исходное органическое вещество углей. ОВ углей из обнажения на г. Бегреда в существенной мере окислено.

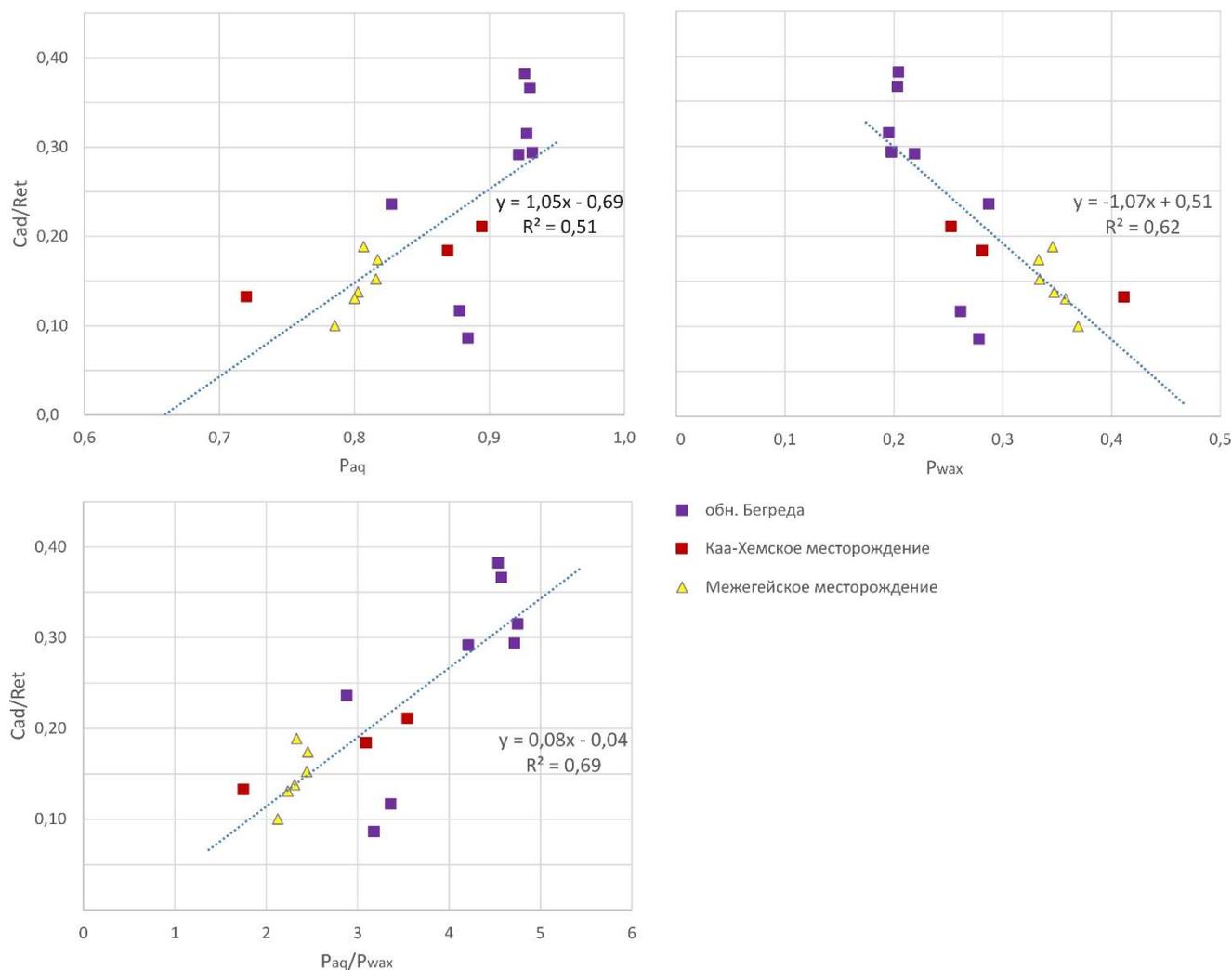


Рисунок 4.11 – Взаимосвязь отношения Cad/Ret к P_{aq} , P_{wax} -и P_{aq}/P_{wax}

Отличия в природе исходного ОВ межегейских и каа-хемских углей оказывают существенное влияние на выход твердых, жидких и газообразных продуктов при различных видах пиролиза. Так, более преобразованные по биомаркерным показателям межегейские угли, содержащие некоторую долю аквагенного ОВ, дают больше выхода каменноугольной смолы и твердого коксового остатка, а каа-хемские угли (террагенное ОВ) образуют больше газообразных продуктов пиролиза. В компонентном составе гексанрастворимой фракции каменноугольной смолы межегейских углей преобладают парафины и производные нафталина, а в каа-хемских углях – фенолы и нафталины [Монгуш и др., 2020]. При сверхкритической флюидной экстракции, наоборот, выход газообразных продуктов больше при конверсии межегейских углей, а каа-хемские дают жидких субпродуктов в два раза больше. [Солдуп, 2019а; 2019б].

Полученные в настоящей главе результаты геохимических исследований среднеюрских углей УХБ и выводы хорошо согласуются с опубликованными данными по среднеюрским углям и горючим сланцам осадочных бассейнов сопредельной Монголии и углям Джунгарского бассейна северо-запада Китая [Erdenetsogt et al., 2018; 2022; Erdenetsogt, 2023; Qian et al., 2018].

Глава 5. НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ УГЛЕЙ УЛУГ-ХЕМСКОГО БАССЕЙНА

5.1. Углеводородный потенциал улуг-хемских углей

Для оценки типа органического вещества нефтематеринских пород, его генерационного потенциала широко применяется экспрессный метод пиролиза по типу Rock-Eval [Espitalie et al., 1977]. Органическое вещество ископаемых углей в ряде случаев обладает значительным нефтегазоматеринским потенциалом и может выступать в качестве породы – генератора ископаемых углеводородов [Wilkins et al., 2002].

По результатам пиролитических исследований (Таблица 5.1) водородный индекс исследованных образцов изменяется от 8 до 321 мг УВ/г $C_{орг}$, что указывает на присутствие в разрезе как органического вещества весьма бедного углеводородной составляющей, так и заметно обогащенного углеводородными структурами. Термическая зрелость, определяемая по показателю T_{max} , изменяется в исследуемых углях Улуг-Хемского бассейна от 423 до 451 °С. То есть, исследованы породы, как ещё не вступившие в главную фазу нефтеобразования, так и прошедшие пик нефтяного окна. Сам же углеводородный потенциал (S2) в ряде исследованных углей достигает очень высоких значений, достигающих до 247 мг УВ/г породы.

Сопоставим результаты, полученные при исследовании различных разрезов угленосной толщи Улуг-Хемского бассейна (Рисунок 5.1). Органическое вещество бегрединских углей по данным Rock-Eval относится к террагенному типу, является наиболее обеднённым углеводородной составляющей и довольно окисленным. Степень их преобразованности соответствует началу главной зоны нефтеобразования (MK_1^1 , $R_o=0,56-0,60$ %). Каа-хемские угли, напротив, отличаются довольно значительным для угля водородным индексом ($243 < HI < 321$ мг УВ/г $C_{орг}$) и минимальным кислородным (OI), обладают высоким углеводородным потенциалом, их ОВ характеризуется как слабопреобразованное (MK_1^1). Межегейские угли имеют достаточно высокий остаточный потенциал и по степени зрелости ОВ соответствуют главной фазе нефтеобразования. Углеводородный потенциал образца элегестского угля в значительной мере реализован, так как низкое значение HI в нём сочетается с повышенным значением T_{max} .

Таблица 5.1 – Результаты пиролиза Rock Eval, ТОС и отражательная способность витринита среднеюрских пород Улуг-Хемского бассейна

| Образец | Литология | S1 (mg/g) | S2 (mg/g) | PI | T _{max} (°C) | S3 (mg/g) | ТОС (%) | HI | OI | S1+S2 | R _o % |
|----------------------------------|---------------------|-----------------------|--------------|-------|--------------------------|--------------|------------|-------|-----|--------|---------------------|
| Межегейское месторождение | | | | | | | | | | | |
| МУ-18-1 | уголь | 1,33 | 230,48 | 0,01 | 450 | 2,42 | 80,54 | 286 | 3 | 231,81 | 0,71 |
| МУ -18-2 | | 1,00 | 228,05 | 0 | 450 | 2,82 | 85,64 | 266 | 3 | 229,05 | 0,68 |
| МУ -18-3 | | 1,4 | 222,12 | 0,01 | 448 | 2,04 | 80,81 | 275 | 3 | 223,52 | 0,70 |
| МУ -18-4 | | 1,07 | 205,28 | 0,01 | 451 | 2,84 | 82,96 | 247 | 3 | 206,35 | - |
| МУ -18-5 | | 1,63 | 236,22 | 0,01 | 451 | 2,10 | 83,67 | 282 | 3 | 237,85 | - |
| МУ -18-6 | | 1,13 | 246,86 | 0 | 450 | 2,16 | 88,50 | 279 | 2 | 247,99 | - |
| Элегестское месторождение | | | | | | | | | | | |
| Э-17 | уголь | 1,81 | 90,62 | 0,02 | 447 | 16,41 | 78,13 | 116 | 21 | 92,43 | - |
| УЭ-17-3 | | 1,77 | 67,41 | 0,03 | 449 | 51,63 | 72,21 | 93 | 71 | 69,18 | 0,73 |
| УЭ-17-4 | | 2,07 | 93,19 | 0,02 | 450 | 37,64 | 77,33 | 121 | 49 | 95,26 | 0,71 |
| УЭ-17-5 | | 1,94 | 72,96 | 0,03 | 450 | 45,83 | 71,9 | 101 | 64 | 74,90 | 0,72 |
| Каа-Хемское месторождение | | | | | | | | | | | |
| 3-14 | кальцит углистый | 1,54 | 74,86 | 0,02 | 427 | 1,83 | 28,53 | 262 | 6 | 76,40 | 0,57 |
| 4-14 | уголь | 2,52 | 157,15 | 0,02 | 427 | 4,53 | 62,62 | 251 | 7 | 159,67 | - |
| 8-14 | кальцит углистый | 1,99 | 85,93 | 0,02 | 430 | 1,67 | 30,89 | 278 | 5 | 87,92 | - |
| 9-14 | уголь | 2,47 | 166,09 | 0,01 | 427 | 4,29 | 68,33 | 243 | 6 | 168,56 | - |
| 270-3 | | 2,69 | 224,83 | 0,01 | 423 | 3,29 | 76,56 | 294 | 4 | 227,52 | - |
| 270-4 | | 3,95 | 236,08 | 0,02 | 426 | 3,64 | 80,06 | 295 | 5 | 240,03 | - |
| 270-5 | | 3,52 | 238,20 | 0,01 | 424 | 3,60 | 80,35 | 296 | 4 | 241,72 | - |
| 270-6 | | 2,80 | 198,29 | 0,01 | 427 | 2,83 | 69,11 | 287 | 4 | 201,09 | - |
| 270-7 | | алевролит углистый | 0,92 | 41,60 | 0,02 | 424 | 1,02 | 14,96 | 278 | 7 | 42,52 |
| 269-1 | уголь | 4,00 | 206,19 | 0,02 | 427 | 2,73 | 64,23 | 321 | 4 | 210,19 | - |
| 269-2 | | 2,67 | 233,40 | 0,01 | 423 | 2,85 | 78,93 | 296 | 4 | 236,07 | 0,58 |
| 269-3 | | 2,69 | 240,78 | 0,01 | 424 | 3,23 | 78,39 | 307 | 4 | 243,47 | - |
| 269-4 | | 4,48 | 229,22 | 0,02 | 425 | 3,26 | 76,13 | 301 | 4 | 233,70 | 0,59 |
| 269-5 | | 2,33 | 218,14 | 0,01 | 425 | 4,58 | 82,15 | 266 | 6 | 220,47 | 0,58 |
| Обнажение на горе Бегреда | | | | | | | | | | | |
| 229-1 | уголь | 0,17 | 4,05 | 0,04 | 435 | 21,80 | 48,71 | 8 | 45 | 4,22 | - |
| 229-2 | | 0,29 | 5,94 | 0,05 | 432 | 23,84 | 53,23 | 11 | 45 | 6,23 | 0,60 |
| 229-3 | | 0,29 | 5,95 | 0,05 | 436 | 23,91 | 56,29 | 11 | 42 | 6,24 | 0,59 |
| 229-4 | | 0,57 | 40,20 | 0,01 | 433 | 33,89 | 59,34 | 68 | 57 | 40,77 | 0,58 |
| 229-5 | | 0,5 | 38,91 | 0,01 | 434 | 32,31 | 58,51 | 67 | 55 | 39,41 | 0,59 |
| 229-6 | | 0,57 | 45,06 | 0,01 | 435 | 27,05 | 50,65 | 89 | 53 | 45,63 | 0,56 |
| 229-8 | | 0,78 | 23,35 | 0,03 | 431 | 20,08 | 40,66 | 57 | 49 | 24,13 | 0,58 |
| 229-9 | | 0,56 | 26,47 | 0,02 | 432 | 27,07 | 50,35 | 53 | 54 | 27,03 | 0,57 |
| 229-10 | | 0,66 | 42,26 | 0,02 | 433 | 33,91 | 59,44 | 71 | 57 | 42,92 | 0,57 |

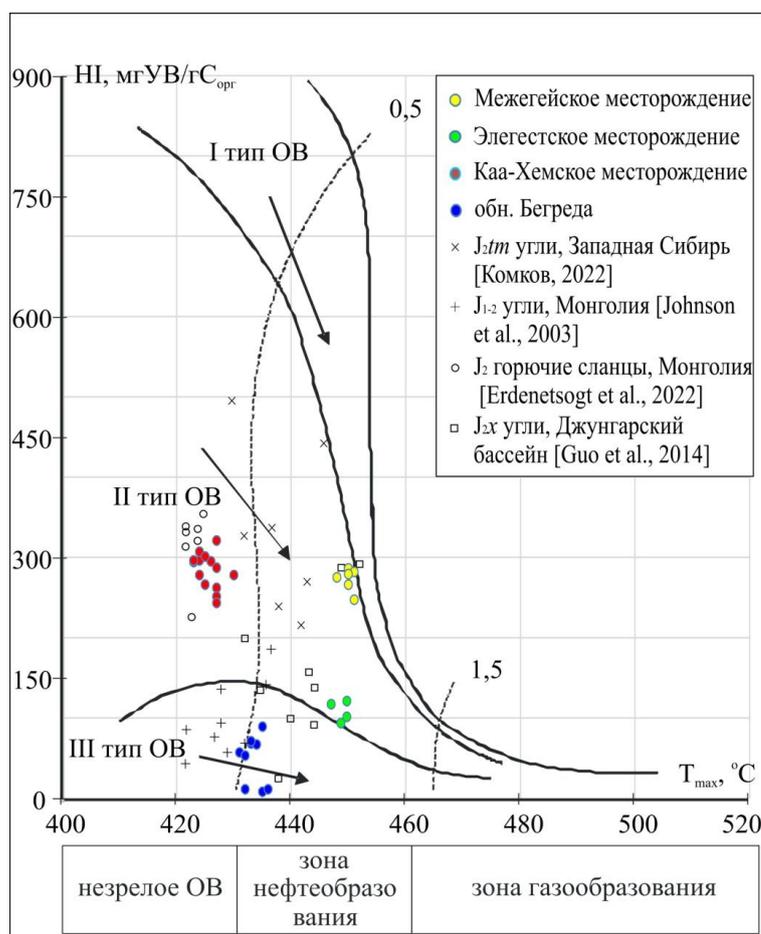


Рисунок 5.1 – Диаграмма HI– T_{\max} , характеризующая тип ОБ и зрелость углей и углистых пород Улуг-Хемского и других среднеюрских бассейнов

Сравнительный анализ данных по углям Каа-Хемского и Элегестского месторождений может свидетельствовать о принадлежности их органического вещества к одной линии термической эволюции керогена преимущественно III типа с некоторой долей II типа. Отсюда следует, что повышение термической зрелости от 423 до 447 °C T_{\max} или градации катагенеза от МК₁¹ до МК₂ в случае органического вещества каа-хемского типа приводит к образованию до 122 мг УВ/г породы с последующей эмиграцией из углистой толщи.

Ещё один разрез с высокой степенью термической преобразованности ОБ угля это Межегейское месторождение. Здесь, судя по высоким значениям HI при повышенном до 451 °C T_{\max} содержится органическое вещество II–III типов со значительным вкладом II типа. Незрелых аналогов этого органического вещества в изученных разрезах Улуг-Хемского бассейна нами не обнаружено. Поэтому оценку уже реализованного углеводородного потенциала углестого вещества межегейского типа можно условно дать с привлечением данных по образцам тюменской свиты (J_2tm) из Западно-Сибирских разрезов, наиболее насыщенных богатым водородом органическим веществом [Комков и др., 2022]. Эта оценка позволяет получить существенное количество – 179 мг УВ/г породы уже реализованного межегейским углём потенциала.

5.2. Взаимосвязь пиролитических параметров и петрографического состава углей

Проанализированы парные коэффициенты корреляции между пиролитическими параметрами S2 и HI, характеризующими генерационный потенциал органического вещества углей, с одной стороны и их петрографическим составом с другой (Таблица 5.2). Статистическая значимость полученных значений коэффициентов корреляции r оценивалась с использованием Т-критерия Стьюдента [Айвазян и др., 1985]. Положительные значения коэффициента корреляции указывают на прямую связь, отрицательные – на обратную. Для описания силы связи между двумя массивами абсолютные значения коэффициента корреляции были разграничены следующим образом: $0 \leq r < 0,3$ – связь отсутствует, $0,3 \leq r < 0,5$ – слабая, $0,5 \leq r < 0,7$ – умеренная, $0,7 \leq r < 0,9$ – сильная и $0,9 \leq r < 1$ – очень сильная.

Таблица 5.2. Парные коэффициенты корреляции между пиролитическими и петрографическими характеристиками углей и их статистическая значимость

| | Vt (g) | Vt (t) | Σ Gel | I_f | I_{sec} | I_{sf} | I_{det} | I_{ma} | I_{mi} | ΣI | ΣL | L_{sp} | L_k | L_r | L_{ld} |
|----|--------|--------|--------------|-------|-----------|----------|-----------|----------|----------|------------|------------|----------|-------|-------|----------|
| S2 | 0,92 | -0,43 | 0,79 | -0,65 | -0,01 | -0,49 | 0,33 | -0,81 | 0,05 | -0,77 | 0,66 | 0,17 | 0,66 | -0,02 | -0,69 |
| HI | 0,92 | -0,50 | 0,77 | -0,66 | -0,61 | -0,53 | -0,15 | -0,75 | 0,33 | -0,77 | 0,70 | 0,40 | 0,67 | 0,05 | -0,67 |

Примечание: - статистически значимые коэффициенты корреляции

Результаты корреляционного анализа показывают, что S2 и водородный индекс имеют прямую сильную связь с содержанием бесструктурного гелинита $Vt(g)$ и кутинита L_k . Вследствие этого, поскольку гелинит и кутинит являются преобладающими компонентами в группе витринита и липтинита соответственно, параметры S2 и HI показывают аналогичную прямую сильную взаимосвязь с суммой всех гелефицированных компонентов Σ Gel и прямую умеренную с суммой компонентов ΣL (Рисунок 5.2). А так как сумма компонентов петрографического состава углей принята за 100 %, положительная взаимосвязь витринита и липтинита с пиролитическими показателями сопровождается обратной сильной связью последних с суммой инертнитовых компонентов (ΣI). Среди них обратную умеренную связь показывает содержание фюзинита I_f .

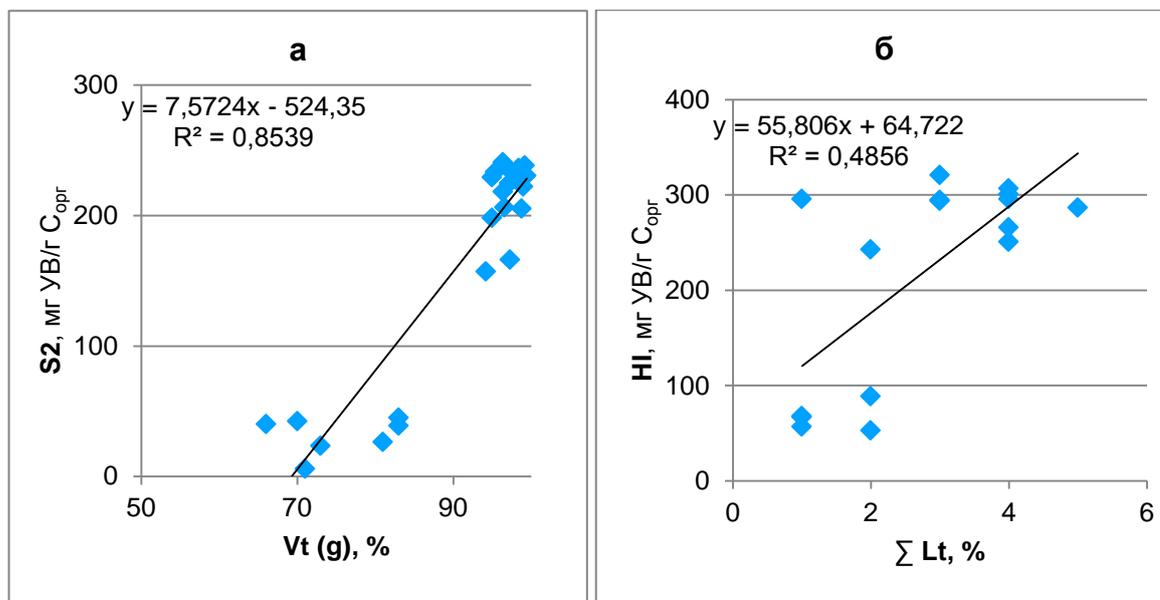


Рисунок 5.2 – Взаимосвязь параметров S2 и HI с петрографическим составом углей

5.3. Среднеюрское угленакопление и известная нефтегазоносность

Среднеюрское угленакопление прослеживается на обширных территориях Сибири и Центральной Азии. Эрбекская свита, содержащая пласт Улуг с установленным высоким генерационным потенциалом, является стратиграфическим аналогом тюменской свиты Западной Сибири. В последние годы в связи с истощением ресурсов УВ, связанных с основной материнской баженовской свитой, возрастает роль ниже- и среднеюрских отложений для прогнозирования перспективных площадей и горизонтов. Так, повышенные генерационные свойства тюменской свиты установлены во Фроловской, Красноленинской, Средне-Обской, Каймысовской, Васюганской, Пайдугинской нефтегазоносных областях, а также в Карабашском нефтегазоносном районе [Гончаров и др., 2006; Комков и др., 2022; Мусихин, 2020; Шиманский и др., 2006] (Рисунок 5.3). Наступление главной фазы нефтеобразования зависит от типа ОВ, для гумусового ОВ требуются более жесткие термобарические условия. Для тюменской свиты основная генерация и миграция микроневти проявляется на глубинах 3–3,5 км [Супруненко, Тугарова, 2002].

Залежи нефти, образованные из юрских углей и ассоциированных с ними обогащенных ОВ аргиллитов, обнаружены в бассейнах на северо-западе Китая. Во впадине Фукан Джунгарского бассейна (см. Рисунок 5.3) юрские породы мощностью до 500 м залегают на глубинах от 0 до 9000 м. С мелового периода до конца палеогена в южной части впадины Фукан было накоплено около 3000 метров отложений, что позволило юрским нефтегазоматеринским породам (НГМП) войти в «нефтяное окно». Нефтегазогенерационный потенциал среднеюрской свиты сишаньяо J_{2x} озерного генезиса обоснован по результатам пиролиза и биомаркерного анализа. Согласно

данным компьютерного моделирования юрские НГМП достигли главной зоны нефтеобразования в конце мелового периода [Ян, Соболева, 2021]. Юрские НГМП во впадине Фукан генерировали нефть, но меньше, чем основные среднепермские и среднетриасовые НГМП.

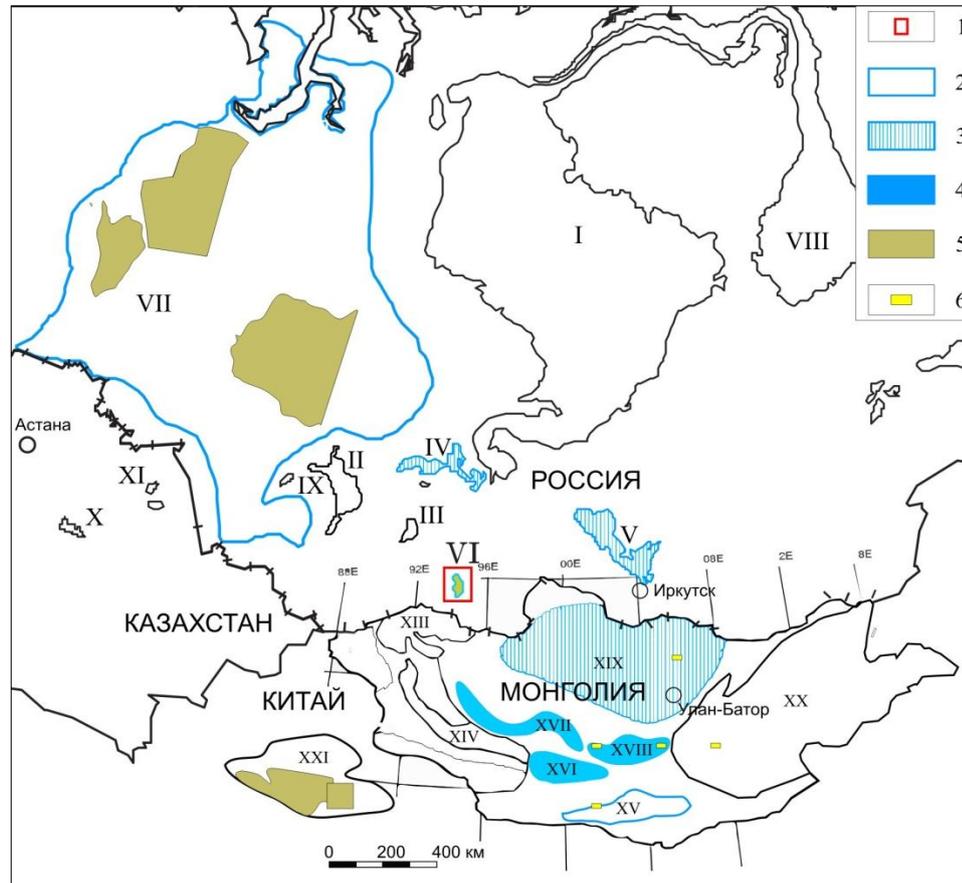


Рисунок 5.3 – Схематическая карта угленосных бассейнов и перспективных на углеводороды площадей с нефтегазоматеринскими породами среднеюрского возраста.

1 – территория исследования; бассейны J_{1-2} : 2 – угольные; 3 – с мощностью < 750 м и/или бурогольные; 4 – перспективные на УВ, мощностью > 2700-3000 м; 5 – площади с НГМП среднеюрского возраста; 6 – образцы горючих сланцев J_{1-2} на рисунке 5. 1.

Бассейны: I – Тунгусский (С-Р); II – Кузнецкий (С-Р); III – Минусинский (С-Р); IV – Канско-Ачинский (J_{1-2}); V – Иркутский (J_{1-2}); VI – Улуг-Хемский (J_{1-2}); VII – Западно-Сибирский; VIII – Ленский (К); IX – Горловский (С-Р); X – Карагандинский (С); XI – Экибастузский (С); XII – Майкубенский (J); XIII – Хархираа (С); XIV – Монгол-Алтай (С); XV – Южно-Гобийский (Р, J); XVI – Их-Богд (J); XVII – Южный Хангай (Р, J, К); XVIII – Онги-Ривер (Р, J, К); XIX – Орхон-Селенга (J, К); XX – Восточно-Гобийская провинция (Р, J, К); XXI – Джунгарский (Р, Т, J)

В восточной части Таримского бассейна среднеюрские углистые отложения формации Kezilenueg J_2k мощностью 0–570 м перекрыты меловыми и кайнозойскими образованиями мощностью до 1,2–4 км, являются НГМП с керогеном преимущественно III типа [Tang et al., 2014].

Было проведено сравнение основных геохимических показателей, характеризующих состав и тип ОВ, чтобы выяснить, как ОВ улуг-хемских углей соотносится с ОВ одновозрастных материнских пород бассейнов с известной нефтегазоносностью (Таблица 5.3). Несмотря на не-

которые отличия в наборе биомаркеров между среднеюрскими углями, аргиллитами и горючими сланцами рассматриваемых бассейнов, они показывают уникальный набор биомаркеров материнских пород юрских угленосных толщ: доминирование среднецепочечных *n*-алканов (преимущественно C₂₃), преобладание стерана C₂₉, высокое значение Pr/Ph, низкое содержание Ts и гомогепанов C₃₄–C₃₅. Большинство исследователей приходят к выводу, что тип исходного ОВ среднеюрских пород был смешанный с разной долей гумусовой и сапропелевой составляющих [Бушнев и др., 2021; Ян, Соболева, 2021; Шиманский и др., 2006; Qian et al., 2018]. Их соотношения могут существенно варьировать даже на небольших расстояниях (в пределах 10 км). Примером тому являются угли межегейского месторождения с явно выраженной сапропелевой компонентой в отличие от элегестских (Таблица 5.3). Наличие биомаркеров хвойной растительности ряда дитерпеноидов – филлокладана, нор-лабдана, нор-изопимарана, изопимарана, 4β(Н) нор-изопимарана – в китайских углях [Hendrix et al., 1995] и 4β(Н)-19-норизоимарана, кадалена, 6-изопропил-1-изогексил-2-метилнафталина и ретена в улуг-хемских [Бушнев и др., 2021], является их общей чертой, указывая на значительный вклад хвойных в образовании гумусовой составляющей ОВ углей. В петрографическом составе углей Улуг-Хемского, Джунгарского и Таримского бассейнов витринит является доминирующей компонентой. Содержание инертинита может варьировать в разных разрезах до 30 % в улуг-хемских и до 60 % в джунгарских. В углях северо-запада Китая содержится больше липтинитовой компоненты - до 30 % против 19 % в улуг-хемских. Мацеральный состав рассматриваемых углей указывает на III тип керогена с вкладом керогена II типа в состав ОВ.

Нижне-среднеюрские отложения относятся к потенциальным нефтематеринским на слабо изученных площадях в центральной части сопредельной Монголии [Erdenetsogt et al., 2022; Erdenetsogt; 2023].

Анализ геологического строения угленосных бассейнов Монголии [Erdenetsogt et al., 2009] позволил выделить 3 угленосных бассейна – Их-Богд, Онги-Ривер и Южный Хангай (Рисунок 5.2) в Долине Озёр, в которых нижне-среднеюрские угленосные толщи могут находиться в главной зоне нефтеобразования, а также наличием в разрезе пермских пород, являющихся ведущими НГМП в Джунгарском бассейне. В Долине Озёр формация Бахар (J₁₋₂) сложена конгломератами, песчаниками, сланцами и углями, которые местами перемежаются с вулканическими породами. Максимальная мощность формации достигает 2700 м. По аналогии с Джунгарским бассейном региональной покрывкой юрского нефтегазоносного комплекса могут служить глинистые отложения мелового возраста, представленные здесь формацией Андхудаг (K₁) мощностью до 700 м и сложенные углистыми аргиллитами, горючими сланцами, а также песчаниками с прослоями тонких известняков и мергелей [Erdenetsogt et al., 2009]. Все три бассейна в разной степени были затронуты процессами орогенеза в кайнозой. Из них бассейн Южный

Таблица 5.3 – Сравнительная характеристика углеводородов-биомаркеров битумоидов среднеюрских отложений Сибири, северо-запада Китая и Монголии

| Месторождение/Локация | Свита | Литология | $n-C_{max}$ | CPI | Pr/ Ph | Pr/n-C ₁₇ | Ph/n-C ₁₈ | C27 St (%) | C28 St (%) | C29 St (%) | C29 St (S/S+R αα) (%) | Ts/Tm |
|---|---------------|----------------|--------------------------------|------|--------|----------------------|----------------------|------------|------------|------------|-----------------------|-------|
| Улуг-Хемский угольный бассейн (Россия) [Бушнев и др., 2021; Ондар, Бушнев, 2022] | | | | | | | | | | | | |
| Каа-Хемское | эрбекская | уголь | C ₂₃ | 1,62 | 7,62 | 1,05 | 0,10 | 4 | 15 | 81 | 0,36 | 0,02 |
| Элегестское | | | C ₂₃ | 1,23 | 5,95 | 5,02 | 0,61 | 2 | 10 | 88 | 0,44 | 0,16 |
| Межегейское | | | C _{19–C₂₃} | 1,08 | 2,52 | 0,71 | 0,23 | 17 | 23 | 60 | 0,40 | 0,54 |
| Западной Сибири (Россия) [Шиманский и др., 2006] | | | | | | | | | | | | |
| Юг ЗСНП | тюменская | аргиллиты | C _{21–C₂₅} | 1,25 | 3,62 | 1,33 | - | 22 | 23 | 55 | 0,43 | 0,05 |
| Джунгарский бассейн (Китай) [Ян, Соболева, 2021; Hendrix et al., 1995] | | | | | | | | | | | | |
| Выступ Байцзяхай | Xishanyao | аргиллит | C ₂₃ | 1,16 | 6,29 | 2,43 | 0,37 | - | - | - | - | - |
| Зона Гумуди | | | C ₁₈ | 0,99 | 0,49 | 0,49 | 0,56 | - | - | - | - | - |
| Манас | | уголь | C ₂₃ | 1,1 | 3,4 | - | - | 2 | 17 | 81 | 0,50 | - |
| Xishanyao | | | C ₂₃ | 1,7 | 3,8 | - | - | 3 | 17 | 80 | 0,02 | - |
| Таримский бассейн (Китай) [Hendrix et al., 1995] | | | | | | | | | | | | |
| Awate | Kezilenuer | уголь | C ₂₂ | - | - | - | - | 5 | 12 | 83 | 0,45 | - |
| Цагаан-Овоо (Монголия) [Erdenetsogt et al., 2022] | | | | | | | | | | | | |
| TSO-1602 | Khamarkhoovor | горючие сланцы | C ₂₃ | 2,24 | 1,50 | 1,1 | 0,57 | 10 | 18 | 72 | 0,19 | - |

Хангай был наиболее подвергнут деформациям и складкообразованию, что снижает потенциал обнаружения сохранившихся залежей УВ в его пределах.

Среднеюрские витринитовые угли бассейна Онги-Ривер по мацеральному составу близки улуг-хемским углям и содержат до 11 % липтинита и 1–2 % инертинита. По данным пиролиза Rock Eval, изотопным характеристикам и биомаркерным показателям [Erdenetsogt et al., 2022] среднеюрские горючие сланцы центральной Монголии, перекрывающие угольные пласты, имеют сходство с углями Улуг-хемского (межегейскими и каа-хемскими) и Джунгарского бассейнов и относятся к керогену II типа, а угли в этих бассейнах – к керогену III как некоторые угли Улуг-Хемского и Джунгарского бассейнов (Рисунок 5.1, Таблица 5.3). Таким образом, в бассейнах Их-Богд и Онги-Ривер можно ожидать как нефтяные, так и газовые скопления.

В 2018 и 2023 гг. монгольской компанией PetroMatad были пробурены 3 разведочные скважины на лицензионных блоках V (Ongi) и IV (Bogd). Из публичного отчета компании следует, что бурение скважины Snow Leopard-1 сопровождалось выделениями газа и нефтепроявлениями, скважина показала наличие активной нефтегазоносной системы в бассейне Таац в блоке V. Результаты скважины Wild Horse-1 указывают на возможную нефтяную систему в бассейне Баатсагаан в блоке IV, но с низким потенциалом для дальнейшего развития. Основная цель разведочной скважины Velociraptor-1 в бассейне Таац позднеюрская/раннемеловая формация Ундур была обнаружена на глубине 1170 м и содержала пески-коллекторы хорошего качества с прослоями глинистых сланцев на протяжении интервала в 200 м. Во второстепенной целевой раннемеловой формации Шинехудаг были пробурены три мощные песчаные пачки со средней пористостью около 18%. Электрические каротажи подтвердили, что обе цели являются водоносными. Сообщается, что все три скважины были глубиной около 1500 м и вскрыли ранний мел-верхнюю юру и достигли гранитного фундамента.

Таким образом, методом пиролиза Rock-Eval исследован углеводородный потенциал улуг-хемских углей из 4 местонахождений. Установлено, что угли Каа-Хемского месторождения имеют значительный углеводородный потенциал при относительно низком катагенезе, а генетически близкие им угли Элегесткого месторождения более термически преобразованы. Эти угли относятся к единой линии трансформации органического вещества, а повышение зрелости от 425 до 450 °C по шкале T_{\max} ведёт к реализации до 100 мг УВ/г породы углеводородного потенциала. Угли Межегейского месторождения могли генерировать ещё больше углеводородов, так как сохранили высокий углеводородный потенциал даже при зрелости 450 °C по шкале T_{\max} пиролиза Rock-Eval.

Анализ литературных данных свидетельствует, что породы, имеющие органическое вещество аналогичное по составу улуг-хемским углям развито в нефтегазоносных бассейнах Китая, а также Западной Сибири. Среди неизвестных своей нефтеносностью бассейнов в связи с

полученными результатами можно обратить внимание на осадочные бассейны в Монголии, где одновозрастные и сходные по составу исследованным углям породы залегают на значительных глубинах. Вариативность состава среднеюрских углей позволяет прогнозировать реализацию ими в ходе нефтидогенеза преимущественно газообразных углеводородов, не исключая возможности генерации жидких УВ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате изучения петрографическими и геохимическими методами углей основного продуктивного пласта Улуг среднеюрского возраста Улуг-Хемского бассейна установлены следующие закономерности.

Общий характер распределения компонентов ОВ в изученных углях показал существенное преобладание витринитовых компонентов ОВ во всех изученных разрезах. Угли обнажения Бегреда отличаются повышенными содержаниями инертинитовых компонентов (до 29 %), каа-хемские угли характеризуются значительными содержаниями липтинита континентального генезиса (кутинит, споринит, резинит, липтодетринит; до 5,4 %).

Установленные различия микрокомпонентного состава указывают на неодинаковые условия и источники образования пласта Улуг в пределах бассейна. На основе результатов исследования мацерального состава углей реконструированы условия накопления ОВ. Накопление и преобразование исходного органического материала углей Межегейского месторождения происходило в пределах прибрежных болот на окраине крупного озера. Каа-хемские угли имеют близкие с межегейскими условия образования, но отличаются составом исходного органического вещества, а бегрединские накапливались под влиянием более окислительных дельтовых и озерно-болотных обстановок.

По комплексу геохимических параметров показано, что исходное органическое вещество среднеюрских углей пласта Улуг Улуг-Хемского бассейна содержит как доминирующую террагенную составляющую, образованную из остатков континентальной флоры, так и примесную аквагенную, сформированную из водных макрофитов и водорослей. Соотношения между террагенным и аквагенным органическим веществом по площади угольного бассейна не остается постоянным: наибольшая доля аквагенного органического вещества выявлена в углях Межегейского месторождения.

Вариации состава исходного ОВ по площади бассейна прослеживаются по отдельным биометкам. В ароматических фракциях битумоидов по содержаниям ретена, являющегося маркером хвойных, установлено, что наибольшую роль хвойные вносили в накопление ОВ каа-хемских углей. Это находит отражение в их микрокомпонентном составе – относительно повышенном содержании резинита, образованного из смолы и воска растений. Минимальные концентрации ретена и, соответственно, слабая роль хвойных определена в углях Межегейского месторождения.

Органическое вещество углей Улуг-Хемского бассейна имеет варьирующие стадии термической зрелости. Это следует из показателей распределения полициклических биомаркеров, параметров Rock-Eval, показателям отражающей способности витринита и известных данных

по маркам углей. Зрелость ОВ углей возрастает в ряду обнажение Бегреда, Каа-Хемское, Элегестское и Межегейское месторождения от ПК до МК2-МК31.

По совокупности пиролитических, геохимических и петрографических данных органическое вещество углей Улуг-Хемского бассейна относится к керогену II/III и III типов и обладает повышенным нефтегазогенерационным потенциалом. Результаты корреляционного анализа показывают, что наиболее высокими генерационными свойствами обладают угли с повышенным содержанием компонентов группы витринита и липтинита. В группе витринита основной вклад в генерационный потенциал вносит бесструктурный гелинит, в группе липтинита – куитинит. Отрицательное влияние на выход углеводородов оказывают содержания мацералов группы инертинита (фюзинит).

Органическое вещество углей УХБ аналогично по типу и составу среднеюрским угольным отложениям нефтегазоматеринским в Западной Сибири и бассейнах северо-запада Китая, что позволяет классифицировать среднеюрские угли как потенциальные нефтегазоматеринские породы в соседних слабоизученных погруженных геологических структурах. К таковым относятся бассейны Их-Богд и Онги-Ривер (Монголия). Вариативность состава среднеюрских углей позволяет прогнозировать реализацию ими в ходе нефтидогенеза преимущественно газообразных, не исключая возможности генерации жидких УВ.

Результаты исследования рекомендуется использовать при палеогеографических реконструкциях, в бассейновом моделировании процессов генерации углеводородов из углистого органического вещества, планировании поисково-оценочных работ на метан угольных пластов, а также при подборе углей в состав шихты для их углубленной переработки в зависимости от петрографического и геохимического состава ОВ.

Перспективы дальнейшей разработки темы связаны с расширением коллекции образцов на другие разновозрастные угленосные площади Тувы и сопредельных территорий. На угольном материале определенный интерес представляет увязка конкретных хемофоссилий с видовым составом исходного ОВ. Другим направлением исследований является выявление взаимосвязей параметров геохимии ОВ углей и ценных элементов-примесей в них в зависимости от их состава и условий формирования в прогнозных целях.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ГЖХ – газожидкостная хроматография

Ж – стадия катагенеза по углемарочной шкале, соответствующая интервалу значений отражательной способности витринита $R_o = 1,15 \div 1,50$ % (соответствует МК₃¹)

К – стадия катагенеза по углемарочной шкале, соответствующая интервалу значений отражательной способности витринита $R_o = 0,85 \div 1,15$ % (соответствует МК₂).

МК₁² – градация мезокатагенеза, соответствующая интервалу значений отражательной способности витринита $R_{ovt} = 0,65 \div 0,85$ % (по углемарочной шкале газовая стадия)

МУП – метан угольных пластов

НГМП – нефтегазоматеринские породы

ОВ – органическое вещество

ПАУ – полиароматические углеводороды

РОВ – рассеянное органическое вещество

Сорг – содержание органического углерода в породе, единица измерения в % на породу

СПГ – сжиженный природный газ

СПК – споро-пыльцевой комплекс

УВ – углеводороды

УХБ – Улуг-Хемский бассейн

ХМС – хромато-масс-спектрометрия

A^d – Зольность на сухое состояние, %

вхл – содержание хлороформенного битумоида в породе, единица измерения в % на породу

Сад – кадален

СРІ – коэффициента нечетности n-алканов (carbon preference index)

GI – индекс гелификации, представляет собой отношение гелифицированных компонентов к негелифицированным.

ICCP – International Committee for Coal and Organic Petrology (Международным комитетом по петрологии углей и органических ископаемых)

m/z – отношение массы иона к заряду иона

MP – метилфенантрены

MPI-1 – метилфенантреновый индекс, рассчитан по формуле

$$MPI-1 = 1,5 \times (2MP + 3MP) / (P + 1MP + 9MP)$$

n-Ci – алкан нормального строения, содержащий i атомов углерода

P_{aq} – коэффициент, позволяющий оценить относительный вклад водной растительности в состав исходного ОВ, рассчитывается по формуле

$$P_{aq} = (C_{23} + C_{25}) / (C_{23} + C_{25} + C_{29} + C_{31})$$

Ph – фитан – изопреноидный алкан состава C20

Pr – пристан – изопреноидный алкан состава C19

P_{wax} – коэффициент, позволяющий оценить относительный наземной растительности в состав исходного ОВ, рассчитан по формуле

$$P_{wax} = (C_{27} + C_{29} + C_{31}) / (C_{23} + C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31})$$

Ret – ретен

R_o – значение отражательной способности витринита в иммерсионной среде, %

Tm – 17 α (H)22,29,30-трисноргопан

ТPI – индекс сохранности структуры, является отношением суммы структурных микрокомпонентов к сумме бесструктурных

Ts – 18 α (H)22,29,30-триснорнеогопан

W^a – влажность аналитическая, %

$\delta^{13}C$ – изотопный состав углерода, ‰

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авгушевич, И. В. Стандартные методы испытания углей. Классификации углей / И. В. Авгушевич, Е. И. Сидорук, Т. М. Бронец. – М.: «Реклама мастер», 2019. – 576 с.
2. Айвазян С.А. Прикладная статистика: исследование зависимостей / С.А. Айвазян, И.С. Енюков, Л.Д. Мешалкин. – М.: Финансы и статистика, 1985. – 487 с.
3. Алексеев, В.П. Угленасыщенность, петрографический состав и метаморфизм углей тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / В. П. Алексеев, В. И. Русский, Ю. Н. Федоров и др.; под ред. В. П. Алексеева. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. – 158 с.
4. Алексеев, В. П. Уникальная схожесть двух продуктивных горизонтов Улугхемского и Южно-Якутского каменноугольных бассейнов / В. П. Алексеев, Е. Б. Печинина, В. В. Никоян, С. М. Рефат // Известия Уральского государственного горного университета. – № 15. – 2002. – С. 130-136.
5. Берзон, Е. И. Новые данные по лито- и биостратиграфии Улугхемского каменноугольного бассейна (Тыва) / Е. И. Берзон, И. В. Смокотина // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: VI Всероссийское совещание, Махачкала, 15–20 сентября 2015 года. – Махачкала: ИП Овчинников Михаил Артурович (Типография Алеф), 2015. – С. 34-37.
6. Берзон, Е. И. Стратиграфическое расчленение юрского разреза Улугхемского каменноугольного бассейна (Республика Тыва) / Е. И. Берзон, О. Н. Петрухина // Региональная геология и металлогения. – 2016. – № 68. – С. 30-41.
7. Бугдаева, Е.В. Среднеюрские растения-углеобразователи Улуг-Хемского бассейна (Республика Тыва, Россия) / Е. В. Бугдаева, С. А. Ондар, В. С. Маркевич, Д. А. Бушнев // Палеоботаника. – 2020. – Т. 11. – С. 48-73.
8. Бутузова, Л. Ф. Взаимосвязь между технологическими свойствами углей и составом экстрактов / Л. Ф. Бутузова, Ш. М. Шакир, В. О. Кулакова, В. А. Колбаса // Вестник Донецкого национального технического университета. – 2016. – № 1. – С. 13-20.
9. Бушнев, Д. А. Уголь Воркутского района: состав углеводородов биомаркеров, возможности получения обеззоленного концентрата / Д. А. Бушнев, Н. С. Бурдельная, С. В. Рябинкин, Д. В. Кузьмин, М. В.Мокеев // Вестник Института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – 2017. – № 9(273). – С. 3-11.
10. Бушнев, Д. А. Состав биомаркеров битумоидов из углей и вмещающих отложений северо-востока Печорского угольного бассейна / Д. А. Бушнев, О. В. Валяева, И. С. Котик, Н. С.

- Бурдельная, И. Н. Бурцев // Вестник Института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – 2016. – № 6(258). – С. 3-10.
11. Бушнев, Д. А. Геохимия органического вещества углей Улуг-Хемского бассейна / Д. А. Бушнев, С. А. Ондар, Н. С. Бурдельная // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 11. – С. 1499—1510.
 12. Бушнев, Д. А. Углеводороды-биомаркеры как источник информации о составе исходного органического вещества углей Улуг-Хемского бассейна / Д. А. Бушнев, С. А. Ондар, Н. С. Бурдельная // Геохимия нефти и газа, нефтематеринских пород, угля и горючих сланцев: Материалы Всероссийской научной конференции, Сыктывкар, 14–16 октября 2019 года. – Сыктывкар: Институт геологии Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук, 2019. – С. 17.
 13. Вальц, И. Э. Основные принципы вещественно-петрографической классификации углей / И. Э. Вальц, А. И. Гинзбург, Н. М. Крылова // Химия твердого топлива. – 1968. – № 3. – С. 9-21.
 14. Вассоевич, Н. Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти / Н. Б. Вассоевич. – М.: Наука, 1986. – 368 с.
 15. Волкова, И.Б. Органическая петрология / И.Б. Волкова. – Л.: Недра, 1990. – 299 с.
 16. Вялов, В. И. Петрографический состав и метаморфизм углей Улуг-Хемского бассейна / В. И. Вялов, Ю. Н. Корнилов, М. Ю. Черезов // Советская геология. – 1991. – №5. – С. 3–7.
 17. Геология СССР, том XVIII, Западная часть Якутской АССР. Часть I. Геологическое описание. Книга 1. / Коллектив авторов. – М.: «Недра», 1970. – 536 с.
 18. Голицын, М. В. Развитие науки об угле в СССР и России / М. В. Голицын, В. И. Вялов, Н. В. Пронина // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2015. – № 4. – С. 11-21.
 19. Гончаров, И. В. Углистое органическое вещество нижней и средней юры Западной Сибири и его роль в формировании углеводородных скоплений / И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, В.В. Самойленко, С.В. Носова // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 19–23.
 20. Гордадзе, Г. Н. Изменение степени зрелости углей одного генотипа, залегающих на разных глубинах, по насыщенным углеводородам-биомаркерам / Г. Н. Гордадзе, М. В. Гируц, А. Р. Пошибаева, А. А. Алферова, А. А. Юсупова // Нефтехимия. – 2020. – Т. 60. – № 3. – С. 292-297.
 21. ГОСТ 33503-2015 (ISO 11722:2013, ISO 5068-2:2007) Топливо твердое минеральное. Методы определения влаги в аналитической пробе. – М.: Стандартинформ, 2016. – 11 с.
 22. ГОСТ 9414.1-94. Уголь каменный и антрацит. Методы петрографического анализа. Часть 1. Словарь терминов. – М.: Издательство стандартов, 1995. – 23 с.

23. ГОСТ Р 55661-2013 (ИСО 1171:2010) Топливо твердое минеральное. Определение зольности (Издание с Изменением N 1). М.: Стандартинформ, 2019. – 12 с.
24. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Алтае-Саянская Лист М-46 — Кызыл. Объяснительная записка. — СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2008. – 349 с.
25. Гуляева, Н. Д. Закономерности распределения нормальных и изопреноидных алканов в углях различной стадии метаморфизма / Н. Д. Гуляева, О. А. Арефьев, В. Л. Соколов, А. А. Петров // Химия твердого топлива. – № 1. – 1976. – С. 106-110.
26. Журавлева, Н. В. Определение полициклических ароматических углеводородов в углях методом высокоэффективной жидкостной хроматографии / Н. В. Журавлева, Р. Р. Потюкина, З. Р. Исмагилов, Е. Р. Хабибулина // Химия в интересах устойчивого развития. – 2015. – Т. 23. – № 2. – С. 117-123.
27. Жемчужников, Ю.А. Основы петрологии углей / Ю. А. Жемчужников, А. И. Гинзбург. – М.: Изд-во Академии наук СССР, 1960 – 179 с.
28. Забелин, В. И. Гидрографическая связь Палео-Улуг-Хема с бассейнами рек Монголии и Амуром / В. И. Забелин, В. В. Заика // Известия Русского географического общества. – 2021. – Т. 153. – № 1. – С. 19–31.
29. Калинин, В.В. Генезис юрских углей Тувы / В. В. Калинин // Генезис твердых горючих ископаемых. – М.: изд-во АН СССР, 1959. – С. 221-240.
30. Каширцев, В. А. Биомаркеры-фенантрены в органическом веществе докембрийских и фанерозойских отложений и в нефтях сибирской платформы / В. А. Каширцев, Т. М. Парфенова, А. К. Головкин, Б. Л. Никитенко, И. Н. Зуева, О. Н. Чалая // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 10. – С. 1720-1729.
31. Каширцев, В. А. Стераны в неопротерозойских нефтях Непско-Ботуобинской антеклизы Сибирской платформы и Южно-Оманского соленосного бассейна Аравийской платформы / В. А. Каширцев, А. Э. Конторович, Н. С. Ким, О. Н. Чалая, И. Н. Зуева // Нефтехимия. – 2015. – Т. 55. – № 3. – С. 197-205.
32. 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.
33. Каширцев, В. А. Терпаны нефтепроявлений озера Байкал / В. А. Каширцев, А. Э. Конторович, В. И. Москвин, В. П. Данилова, В. Н. Меленевский // Нефтехимия. – 2006. – Т. 46. – № 4. – С. 243-250.

34. Ким, Н. С. Гопановые углеводороды в битумоидах мезозойских отложений Западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба / Н. С. Ким, А. П. Родченко // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 4. – С. 758-770.
35. Кожевникова, Е. Е. Геология и геохимия нефти и газа [Электронный ресурс]: учебное пособие / Е. Е. Кожевникова // Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет. – 2020. – 90 с. – Режим доступа: <http://www.psu.ru/files/docs/science/books/uchebnie-posobiya/kozhevnikova-geologiya-i-geoximiya-nefti-i-gaza.pdf>.
36. Комков, И. К. Условия осадконакопления и закономерности распределения органического вещества нижне-среднеюрского комплекса юго-западной части Западно-сибирского нефтегазоносного бассейна / И.К. Комков, А.В. Мордасова, М.В. Дахнова, С.В. Можегова, М.А. Большакова, Н.В. Пронина // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. – № 2. – С. 150–171.
37. Комплекс химических и физических методов получения и исследования компонентов органического вещества пород и нафтидов: учеб.-метод. пособие. 2-е изд., испр. и доп./ Л. С. Борисова, Е. А. Фурсенко, Е.А. Костырева, И.Д. Тимошина; Новосибирский государственный университет. – Новосибирск : ИПЦНГУ, 2019. – 84 с.
38. Коновалова, С. П. Сравнительный анализ российской классификации мацералов с классификацией международного комитета по угольной и органической петрологии / С. П. Коновалова, А. С. Мещерякова // Молодёжь и наука: Сборник материалов VIII Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных, посвященной 155-летию со дня рождения К. Э. Циолковского [Электронный ресурс]. — Красноярск: Сибирский федеральный ун-т, 2012. — Режим доступа: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2012/section10.html>.
39. Конторович, А. Э. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы / А. Э. Конторович, А. Н. Изосимова, А. А. Конторович, Е. М. Хабаров, И. Д. Тимошина // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – № 8. – С. 166–195.
40. Конторович, А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности / А. Э. Конторович. – М.: Недра, 1976. – 250 с.
41. Конторович, А. Э. Нефтегазообразование в угленосных осадочных толщах (на примере мезозойских и палеозойских отложений юга Западной и Средней Сибири) / А. Э. Конторович, В. П. Данилова // Труды СНИИГГИМС. – 1973. – Вып. 167. – С. 73-82.
42. Конторович, А. Э. Очерки теории нафтидогенеза: Избранные статьи / А. Э. Конторович. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 545 с.

43. Конторович, А. Э. Превращения органического вещества в мезо- и апокатагенезе / А. Э. Конторович, И. Д. Полякова, М. М. Колганова, Е. И. Соболева // Советская геология. – 1988. – № 7. – С. 26-36.
44. 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. – С. 873–883.
45. Конторович, А. Э. Углеводороды-биомаркеры в нефтях Среднего Приобья / 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.
46. Конторович, А. Э. Закономерности преобразования террагенного органического вещества в мезо- и апокатагенезе / А. Э. Конторович, К. В. Долженко, А. Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 8. – С. 1093-1108.
47. Костырева, Е. А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири / Е. А. Костырева, науч. ред. А.Э. Конторович. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. – 183 с.
48. Котельников, В. И. История исследований каменных углей и их переработки в Туве / В. И. Котельников, М. П. Куликова, С. Г. Прудников // Новые исследования Тувы. – 2020. – № 2. – С. 16.
49. Котик, О.С. Органическое вещество и геохимия углей кунгурского возраста севера Предуральяского краевого прогиба / О.С.Котик, О.В.Валяева //Георесурсы. – 2017. – Т. 19. – № 2. –С. 117-121.
50. Кудрявцев, В. И. Проблемы стратиграфии юрских отложений Улуг-Хемского бассейна (Центральная Тува) / В. И. Кудрявцев, В. А. Попов, В. И. Забелин // Вестник Томского государственного университета.– 2003. –№3(II). – С. 117-118.
51. Куликова, М. П. Газоносность угольных пластов Улуг-Хемского бассейна / М. П. Куликова // Вестник Тувинского государственного университета. №2 Естественные и сельскохозяйственные науки. – 2016. – № 2(29). – С. 138-144.
52. Лебедев, Н.И. Угли Тувы: Состояние и перспективы освоения сырьевой базы / Н. И. Лебедев, отв. ред. В.И. Лебедев. – Кызыл: ТувИКОПР СО РАН, 2007. – 180 с.
53. Лопатин, Н. В. Пиролиз в нефтегазовой геохимии / Н. В. Лопатин, Т. П. Емец; отв. ред. Э. М. Галимов. – М.: Наука, 1987. – 144 с.
54. Мартинсон, Г. Г. Мезозойские и кайнозойские моллюски континентальных отложений Сибирской платформы, Забайкалья и Монголии / Г. Г. Мартинсон. – М.: Изд-во АН СССР, 1961. – 364 с.

55. Меленевский, В. Н. Методические рекомендации по применению пиролитических методов моделирования в органической геохимии / В. Н. Меленевский. – Новосибирск, 1991. – 48 с.
56. Монгуш, Г. Р. Влияние удержания летучих веществ в зоне пиролиза углей Каа-Хемского и Межегейского месторождений на компонентный состав каменноугольной смолы / Г. Р. Монгуш, К. К. Чульдун, Н. В. Гарынцева, Б. Н. Кузнецов // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Химия. – 2020. – Т. 13. – № 4. – С. 606-619.
57. Монгуш, Г. Р. Физико-химические основы технологии получения сорбентов из каменных углей активацией гидроксидом калия / Г. Р. Монгуш, М. П. Баранова, Т. В. Сапелкина // Химия в интересах устойчивого развития. – 2022. – Т. 30. – № 5. – С. 534-542.
58. Неручев, С.Г. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием / С.Г. Неручев, Н.Б. Вассоевич, Н.В. Лопатин // Труды XXV сессии Международного геологического конгресса. Доклады советских геологов. Горючие ископаемые. - М.: Наука, 1976. - С. 47-62.
59. Носкова, Л. П. Геохимическое исследование органического вещества угля Сергеевского бурогоугольного месторождения / Л. П. Носкова, А. П. Сорокин // Химия твердого топлива. – 2020. – № 3. – С. 3-13.
60. Ондар, С. А. Условия образования и источники органического вещества среднеюрских углей Тувы / С. А. Ондар, Д. А. Бушнев // Успехи органической геохимии: Материалы 2-й Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 120-летию со дня рождения члена-корреспондента АН СССР Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рождения заслуженного геолога РСФСР, профессора С.Г. Неручева, Новосибирск, 05–06 апреля 2022 года. – Новосибирск: Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2022. – С. 186-188.
61. Ондар, С. А. Органическое вещество и геохимия углей среднеюрского возраста Межегейского месторождения (Улуг-Хемский бассейн, Тыва) / С. А. Ондар, Д. А. Бушнев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 11. – С. 71-80.
62. Ондар, С. А. Воздействие ионизирующего излучения на органические компоненты каменных углей и последующее их коксование / С. А. Ондар, М. А. Михайленко, Б. П. Толочко, А. А. Брызгин, В. И. Котельников, М. В. Коробейников // Химия в интересах устойчивого развития. – 2019а. – Т. 27. – № 5. – С. 499-504.
63. Ондар, С. А. Исследование продуктов сверхкритической экстракции каменных углей Чаданского месторождения методами термогравиметрии и ИК-спектроскопии / С. А. Ондар, Ш. Н. Солдуп, М. А. Михайленко, Л. Х. Тасоол // Химия твердого топлива. – 2019б. – № 2. – С. 10-14.

64. Органическая геохимия / Под ред. Дж. Эглинтон и М. Т. Дж. Мэрфи; Перевод с англ. канд. хим. наук В. Ф. Камьянова [и др.] ; Под ред. проф. А. И. Богомолова и А. А. Петрова. - Ленинград : Недра, 1974. - 487 с.
65. Петров, А.А. Углеводороды нефти / А.А. Петров. – М.: Наука, 1984. – 263 с.
66. Петрова, В.И. Углеводородные молекулярные маркеры как индикаторы особенностей позднекайнозойского осадконакопления на Американо-Азиатской континентальной окраине Северного Ледовитого океана / В. И. Петрова, Г. И. Батова, А. В. Куршева, И. В. Литвиненко, И. П. Моргунова // 70 лет в Арктике, Антарктике и Мировом океане: Сборник научных трудов: посвященный 70-летию юбилею НИИГА-ВНИИОкеангеология. – Санкт-Петербург: ВНИИОкеангеология, 2018. – С. 315-326.
67. Постановления Межведомственного стратиграфического комитета России и его постоянных комиссий. Вып. 44. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2016. – 68 с.
68. Пронина, Н. В. Прямые признаки нефтеобразования в породах баженовской свиты / Н. В. Пронина, А. П. Вайтехович // Георесурсы. – 2021. – № 23(2). – С. 152–157.
69. Решение 3-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозою и кайнозою Средней Сибири / отв. ред.: В.Н. Сакс, А.В. Гольберт, А.С. Дагис, М.С. Месежников, С.Ю. Щацкий // Новосибирск: СНИИГГиМС, 1981. – 91 с.
70. Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества горных пород (для лабораторий геологоразведочных организаций) / Под ред. В.А. Успенского, К.Ф. Родионовой, А.И. Горской, А.П. Шишковой. – Ленинград: Недра, 1966. – 315 с.
71. Серебренникова, О. В. Состав липидов сфагновых и пушицевых торфов лесостепи, Южной и средней тайги Западной Сибири / О. В. Серебренникова, Е. Б. Стрельникова, И. В. Русских, М. А. Дучко // Химия твердого топлива. – 2017. – № 4. – С. 3-11.
72. Смокотина, И.В. Сравнительная палио-стратиграфия байоса средней юры Улугхемского угольного бассейна и Канско-Ачинского бассейна / И. В. Смокотина // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. VI Всероссийское совещание: научные материалы. – Москва: ГИН РАН, 2017. – С.201-204.
73. Солдуп, Ш. Н. Исследование выхода жидких углеводородов из каменного угля Межегейского месторождения / Ш. Н. Солдуп // Региональная экономика: технологии, экономика, экология и инфраструктура : Материалы III-й Международной научно-практической конференции, посвящённой 25-летию ТувикОПР СО РАН и 45-летию академической науки в Туве, Кызыл, 23–25 октября 2019 года / Под общей редакцией Г.Ф. Балакиной, ответственный редактор В.О. Ооржак. – Кызыл: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Тувинский институт комплексного освоения природных ресурсов Сибирского отделения Российской академии наук, 2019. – С. 488-492.

74. Солдуп, Ш. Н. Исследование продуктов сверхкритической флюидной экстракции каменного угля Каа-Хемского месторождения / Ш. Н. Солдуп, Ю. Ф. Патраков, Г. Р. Монгуш // Кокс и химия. – 2022. – № 4. – С. 11-15.
75. Солдуп, Ш. Н. Сверхкритическая флюидная экстракция каменного угля Каа-Хемского месторождения / Ш. Н. Солдуп // Углекислотная химия и экология Кузбасса: VIII Международный Российско-Казахстанский Симпозиум, Кемерово, 06–10 октября 2019 года. – Кемерово: Федеральный исследовательский центр угля и углекислотной химии Сибирского отделения Российской академии наук, 2019. – С. 55.
76. Столбова, Н.Ф. Петрология углей: учебное пособие / Н.Ф. Столбова, Е.Р. Исаева; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 77 с.
77. Супруненко, О. И. Геохимия нафтидов: Учебное пособие / О. И. Супруненко, М. А. Тугарова – СПб.: Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2002. – 130 с.
78. Сушанек, Е. Б. Литолого-фациальный состав угленосных отложений Улугхемского бассейна / Е. Б. Сушанек (Печинина), В. П. Алексеев // Известия УГГУ. Сер.: Геология и геофизика. – 1998. – Вып. 8. – С. 112–116.
79. Тас-оол, Л. Х. Геохимические аспекты загрязнения окружающей среды г. Кызыла пылевыми частицами дымовых выбросов / Л. Х. Тас-оол, Б. Г. Хомушку, С. А. Чупикова, Н. Н. Янчат // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2016. – № 6. – С. 531-542.
80. Тас-оол, Л. Х. Загрязнение снежного покрова территории г. Кызыла / Л. Х. Тас-оол, Н. Н. Янчат, А. И. Жданок, С. А. Чупикова // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2014. – № 6. – С. 507-517.
81. Тесленко, Ю. В. Стратиграфия и флора юрских отложений Западной и Южной Сибири и Тувы / Ю. В. Тесленко. – М.: Недра, 1970. – 270 с.
82. Тимофеев, П.П. Юрская угленосная формация Тувинского межгорного прогиба / П.П. Тимофеев. – Москва: Наука, 1964. - 262 с.
83. Тимошина, И.Д. Органическая геохимия кайнозойских пород Ушумунского бурого угленосного месторождения Среднеамурского осадочного бассейна / И.Д.Тимошина, А.Н.Фомин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. –2020. –Т. 331. –№ 5. – С. 147–157
84. Тиссо, Б. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте. – М.: Мир, 1981. – 502 с.
85. Травин, А. Б. К характеристике некоторых юрских углей Тувы / А. Б. Травин, Г. В. Пинус, В. А. Вехов // Доклады АН СССР. – 1951. – Т. 77. – №5. – С. 879-880.

86. Угольная база России. Том III. Угольные бассейны и месторождения Восточной Сибири (Красноярский край, Канско-Ачинский бассейн; Республика Хакасия, Минусинский бассейн; Республика Тыва, Улугхемский бассейн и др. месторождения; Иркутская область, Иркутский бассейн и угольные месторождения Предбайкалья). – М.: ООО «Геонформцентр», 2002. – 488 с.
87. Фомин, А. Н. Категенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских (юра, триас) и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна: автореф. дис...д-ра геол.-мин. наук: 25.00.09 / Фомин Александр Николаевич. – Новосибирск, 2005. – 30 с.
88. Фомин, А. Н. Основы геологии и петрологии твердых горючих полезных ископаемых: учеб. Пособие / А.Н. Фомин; Новосиб. Гос. Ун-т. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2019. – 224 с.
89. Хант, Д. Геохимия нефти и газа / Д. Хант. – М.: Химия, 1982. – 706 с.
90. Химия нефти и газа: Учеб. Пособие для вузов / А. И. Богомолов, А. А. Гайле, В. В. Громова и др.; Под ред. В. А. Проскурякова, А. Е. Драбвина. – 3-е изд. доп. и испр. – СПб: Химия, 1995. – 448 с.
91. Шиманский, В. К. Особенности состава битумоидов рассеянного органического вещества аргиллитов мезозойских отложений юга Западной Сибири / В.К. Шиманский, А.И. Шапиро, В.Ф. Васильева, Н.Б. Вишневская, Н.Т. Кунаева, Г.В. Туренкова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2006. – № 1. – С. 1–14.
92. Шевкопляс, В. Н. Идентификация и распределение реликтовых соединений (биомаркеров) в смолах пиролиза углей / В. Н. Шевкопляс, Л. Ф. Бутузова, М. Стефанова, С. Маринов, Н. Д. Янева // Вопросы химии и химической технологии. – 2009. – № 5. – С. 61-70.
93. Ян Х., Соболева Е.В. Геолого-геохимические условия формирования состава нефтей залежей пермского и юрского нефтегазоносных комплексов впадины Фукан (бассейн Джунгария) / Ян Х., Соболева Е.В. // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 2. – С. 110–119.
94. Янчат, Н. Н. Геохимия породообразующих элементов и РЗЭ в Каа-Хемском угольном месторождении / Н. Н. Янчат, Л. Х. Тас-Оол // Химия твердого топлива. – 2021. – № 1. – С. 29-39.
95. Янчат, Н. Н. О корреляционных соотношениях минералогических компонентов в золе углей Каа-Хемского месторождения / Н. Н. Янчат, Л. Х. Тасоол, Л. Х. Тас-Оол // Химия твердого топлива. – 2008. – № 4. – С. 54-60.
96. Achten, C. Native polycyclic aromatic hydrocarbons (PAH) in coals – A hardly recognized source of environmental contamination / C. Achten, T. Hofmann // Science of The Total Environment. – 2009. – Vol. 407. – Issue 8. – P. 2461-2473.

97. Akulov, N. I. Paleogeography and accumulation environments of Carboniferous sediments in the southern Siberian platform / N. I. Akulov // *Stratigraphy and Geological Correlation*. – 2005. – Vol. 13. – No 6. – P. 593-605.
98. Alexander, R. 1994. The effect of maturity on the relative abundances of cadalane and isocadalane in sediments from the Gippsland Basin, Australia / R. Alexander, R. I. Kagi, R. K. Singh, I.B. Sosrowidjo // *Organic Geochemistry*. – 1994. – Vol. 21. – P. 115–120.
99. Andersson, R. A. Impacts of paleohydrological changes on n-alkane biomarker compositions of a Holocene peat sequence in the eastern European Russian Arctic / R. A. Andersson, P. Kuhry, P. Meyers, Y. Zebühr, P. Crill, M. Mörtz // *Organic Geochemistry*. – 2011. – Vol. 42. – P. 1065–1075.
100. Arzhannikova, A. V. Segmental closure of the Mongol-Okhotsk Ocean: Insight from detrital geochronology in the East Transbaikalia Basin / A. V. Arzhannikova, E. I. Demonterova, M. Jolivet, E. A. Mikheeva, A. V. Ivanov, S. G. Arzhannikov, V. B. Khubanov, V. S. Kamenetsky // *Geoscience Frontiers*. – 2022. – Vol. 13(1). – P. 101254.
101. Baioumy, H. Geochemical characteristics of the Paleogene-Neogene coals and black shales from Malaysia: Implications for their origin and hydrocarbon potential / H. Baioumy, A. M. Ahmed Salim, M. H. Arifin, M. N. Akmal Anuar, A. A. Musa // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 51. – P. 73–88.
102. Bray, E. E. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds / E. E. Bray, E. D. Evans // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1961. – Vol. 22. – P. 2-15.
103. Brooks, J. D. Isoprenoid hydrocarbons in coal and petroleum / J. D. Brooks, K. Gould, J. W. Smith // *Nature*. – 1969. – Vol. 222. – P. 257–259.
104. Calder, J. Peat formation in a Westphalian B piedmont setting, Cumberland Basin, Nova Scotia / J. Calder, M. Gibling, P. Mukhopadhyay // *Bulletin de la Société Géologique de France*. – 1991. – Vol. 162(2). – P. 283-298.
105. Chen, J. Main oil generating macerals for coal-derived oil: A case study from the Jurassic coal-bearing Turpan Basin, NW China / J. Chen, C. Deng, H. Wang, X. Sun // *Organic Geochemistry*. – 2017. – Vol. 111. P. 113–125.
106. Cogné, J.-P. Late Jurassic-Early Cretaceous closure of the Mongol-Okhotsk Ocean demonstrated by new Mesozoic palaeomagnetic results from the Trans-Baikal area (SE Siberia) / J.-P. Cogné, V. A. Kravchinsky, N. Halim, F. Hankard // *Geophysical Journal International*. – 2005. – Vol. 163(2). P. 813–832.
107. Connan, J. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels / J. Connan, A.M. Cassou // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1980. – V. 44. – P. 1-23.

108. Dahl, J. Relationship of biomarker distribution to depositional environment: Phosphoria Formation, Montana, U.S.A. / J. Dahl, J. M. Moldowan, P. Sundararaman, // *Organic Geochemistry*. – 1993. – Vol. 20 (7). – P. 1001–1017.
109. Diessel, C. F. K. *Coal-Bearing Depositional Systems* / C. F. K. Diessel. – Berlin: Springer Verlag, 1992. – 721 p.
110. Diessel, C. F. K. An appraisal of coal facies based on maceral characteristics / C. F. K. Diessel // *Asurealian Coal Geology*. – 1982. – Vol. 4(2). P. 2-8.
111. Edress, N. A. A. Depositional environments of the Jurassic Maghara main coal seam in north central Sinai, Egypt / N. A. A. Edress, S. Opluštil, I. Sýkorová // *Journal of Asian Earth Science*. – 2018. – Vol. 140. – P. 241-255.
112. Elias, V.O. Sesquiterpenoids in sediments of hypersaline lagoon: A possible algal origin / V. O. Elias, A. M. A. De Barros, A. B. De Barros, B. R. T. Simoneit, J. N. Cardoso // *Organic Geochemistry*. – 1997. – Vol. 26. P. 721–730.
113. Erdenetsogt, B.-O. Depositional environment and petroleum source rock potential of Mesozoic lacustrine sedimentary rocks in central Mongolia / B.-O. Erdenetsogt, S. K. Hong, J. Choi, I. Lee // *Marine and Petroleum Geology*. – 2022. – Vol. 140. – P. 105646.
114. Erdenetsogt, B.-O. Mongolian coal-bearing basins: Geological settings, coal characteristics, distribution, and resources / B.-O. Erdenetsogt, I. Lee, D. Bat-Erdene, L. Jargal // *International Journal of Coal Geology*. – 2009. – V. 80. – I. 2. – P. 87–104.
115. Erdenetsogt, B.-O. Preliminary results of the solid-state C-13 NMR study of Mongolian coals: implications for oil and gas potential and liquefaction reactivity / B.-O. Erdenetsogt, Y.-J. Ko, I. Lee // *Journal of Geological Issues*. – 2018. – Vol. 494 (16). – P. 96-108.
116. Erdenetsogt, B.-O. Preliminary results of petroleum source rock evaluation of Mongolian Mesozoic oil shales / B.-O. Erdenetsogt // *Геологический вестник* - 2023. – Vol. 15 (01). – P. 46-57.
117. Erik, N. Y. Relationships between coal-quality and organic-geochemical parameters: A case study of the Hafik coal deposits (Sivas Basin, Turkey) / N. Y. Erik, S. Sancar // *International Journal of Coal Geology*. – 2010. – Vol. 83. – P. 396–414.
118. Espitalie, J. Methode rapid de caracterisation des rocks meres, de leur potential pe-trolier et leur degree devolution / J. Espitalie, L. Laporte, M. Madec, F. Marquis, P. Leplat, J. Paulet, A. Boutefeu // *Revue de L'Institut Francais du Petrole*. – 1977. – №32. – P. 23-42.
119. Espitalie, J. Role of the mineral matrix during kerogen pyrolysis / J. Espitalie, S. Makadi, J. Trichet // *Organic Geochemistry*. – 1984. – Vol. 6. – P. 365-382.
120. Espitalie, J. Role of mineral matrix in kerogen pyrolysis: influence on petroleum generation and migration / J. Espitalie, M. Madec, B. Tissot // *AAPG Bulletin*. – 1980. – Vol. 64(1). – P. 59-66.

121. Feng, Z. Microfossils and molecular records in oil shales of the Songliao Basin and implications for paleo-depositional environment / Z. Feng, W. Fang, X. Wang, C. Huang, Q. Huo, J. Zhang, L. Zhang // *Science in China Series D: Earth Sciences*. – 2009. – Vol. 52(10). P. 1559–1571.
122. Feng, Z. Distribution and significance of C₄₀₊ alkanes in the extracts of Cretaceous source rocks from the Songliao Basin / Z. Feng, W. Fang, J. Zhang, Z. Li, C. Huang, X. Wang, Q. Huo // *Science in China Series D: Earth Sciences*. – 2007. – Vol. 50(10). P. 1510-1520.
123. Ficken, K. J. An n-alkane proxy for the sedimentary input of submerged/floating freshwater aquatic macrophytes / K. J. Ficken, B. Li, D. L. Swain, G. Eglinton // *Organic Geochemistry*. – 2000. – Vol. 31. – P. 745-749.
124. Graham, S. A. Sedimentary record and tectonic implications of Mesozoic rifting in southeast Mongolia / S. A. Graham, M. S. Hendrix, C. L. Johnson, D. Badamgarav, G. Badarch, J. Amory, M. Porter, R. Barsbold, L. E. Webb, B. R. Hacker // *Geological Society of America Bulletin*. – 2001. – Vol. 113(12). P. 1560–1579.
125. 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. – Vol. 9(1). P. 1–10.
126. Hasegawa, H. Depositional ages and characteristics of Middle–Upper Jurassic and Lower Cretaceous lacustrine deposits in southeastern Mongolia [Электронный ресурс] / H. Hasegawa, H. Ando, N. Hasebe, N. Ichinnorov, T. Ohta, T. Hasegawa, M. Yamamoto, G. Li, B.-O. Erdenetsog, U. Heimhofer, T. Murata, H. Shinya, G. Enerel, G. Oyunjargal, O. Munkhtsetseg, N. Suzuki, T. Irino, K. Yamamoto // *Island Arc*. – 2018. – Vol. 27 (3). – Режим доступа: <https://www.researchgate.net/publication/323424744> Depositional ages and characteristics of Middle-Upper Jurassic and Lower Cretaceous lacustrine deposits in southeastern Mongolia
127. Hendrix, M. S. Sedimentology, organic geochemistry, and petroleum potential of Jurassic Coal Measures: Tarim, Junggar, and Turpan Basins, Northwest China / M.S. Hendrix, S.C. Brassell, A.R. Carroll, S.A. Graham // *AAPG Bulletin*. – 1995. – V. 79. – P. 929–959.
128. Huang, H. Lacustrine biomass: An significant precursor of high wax oil / H. Huang, Y. Zheng, Z. Zhang, J. Li // *Chinese Science Bulletin*. – 2003. – Vol. 48(18). P. 1987–1994.
129. Huang, S.-Y. Distribution and geochemical significance of phenylphenanthrenes and their isomers in selected oils and rock extracts from the Tarim Basin, NW China / S.-Y. Huang, M.-J. Li, K. Zhang, T.-G. Wang, Z.-Y. Xiao, R.-H. Fang, F.-L. Yang // *Petroleum Science*. – 2016. – Vol. 13(2). P. 183–191.
130. Huang, W.-Y. Sterols as ecological indicators / W.-Y. Huang, W. G. Meinschein // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1979. – Vol. 43(5). P. 739–745.

131. Kalaitzidis, S. A short-term establishment of forest fen habitat during Pliocene lignite formation in the Ptolemis Basin, NW Macedonia, Greece / S. Kalaitzidis, A. Bouzinos, S. Papazisimou, K. Christanis // *International Journal of Coal Geology*. – 2004. – Vol. 57. P. 243-63.
132. Marynowski, L. Composition and source of polycyclic aromatic compounds in deposited dust from selected sites around the Upper Silesia, Poland / L. Marynowski, M. Pięta, J. Janeczek // *Geological Quarterly*. – 2004. – Vol. 48 (2). – P. 169 – 180.
133. Moldowan, J. M. Sensitivity of biomarker properties to depositional environment and/or source input in the Lower Toarcian of SW-Germany / J. M. Moldowan, P. Sundararaman, M. Schoell // *Organic Geochemistry*. – 1986. – Vol. 10(4-6). – P. 915–926.
134. Mukhopadhyay, P. Organic petrography and organic geochemistry of Tertiary coals from Texas in relation to depositional environment and hydrocarbon generation. Report of investigations / P. Mukhopadhyay. – Texas: Bureau of Economic Geology, 1989. – 118 p.
135. Otto, A. Chemosystematics and diagenesis of terpenoids in fossils and conifer species and sediment from the Eocene Zeitz formation, Saxony Germany / A. Otto, B.R.D. Simoneit // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2001. – Vol. 64. P. 3505—3527.
136. Ourisson, G. The Microbial Origin of Fossil Fuels / G. Ourisson, P. Albrecht, M. Rohmer // *Scientific American*. – 1984. – Vol. 251(2). P. 44–51.
137. 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. – Vol. 17(1). P. 47–61.
138. Peters, K.E. The biomarker guide / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. –2nd ed. – Cambridge: Cambridge University Press, 2005. – 1155 p.
139. Peters, K.E. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments / K.E. Peters, J.M. Moldowan. – New Jersey, Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1993. – 345 p.
140. Petersen, H. I. A review of the coaly source rocks and generated petroleums in the Danish North Sea: an underexplored Middle Jurassic petroleum system? /H. I. Petersen, M. Hertle // *Journal of Petroleum Geology*. – 2018. – Vol. 41(2). – P. 135–154.
141. Petersen, H.I. Assessment of the petroleum generation potential of Lower Carboniferous coals, North Sea: evidence for inherently gas-prone source rocks / H.I. Petersen, H. Nytoft // *Petroleum Geoscience*. – 2007. – Vol. 13. – P. 271-285.
142. Philp, R. P. An overview of developments related to the characterization and significance of high molecular weight paraffins/hydrocarbons (>C40) in crude oils / R. P. Philp, M. Hsieh, F. Tahira // *Geological Society*. – Vol. 237 (1). – P. 37-51.

143. Pickel, W. Classification of liptinite – ICCP system 1994 /W. Pickel, J. Kus, D. Flores, S. Kalaitzidis, K. Christanis, B.J. Cardott, M. Misz-Kennan, S. Rodrigues, A. Hentschel, M. Hamor-Vido, P. Crosdale, N. Wagner, ICCP // *International Journal of Coal Geology*. – 2017. –Vol. 169. – P. 40-61.
144. Qi, Y. Organic matter provenance and depositional environment of marine-to-continental mudstones and coals in eastern Ordos Basin, China-evidence from molecular geochemistry and petrology / Y. Qi, Y. W. Ju, J. Q. Tan, L. Bowen, C. Cai, K. Yu, H. Zhu, C. Huang, W. Zhang // *International Journal of Coal Geology*. – 2020. – Vol. 217. P. 103345.
145. Qian, Y. Organic geochemical characteristics and generating potential of source rocks from the Lower-Middle Jurassic coal-bearing strata in the East Junggar Basin, NW China / Y. Qian, T. Zhanga, Z. Wanga, J. Tuoa, M. Zhanga, C. Wua, C. Tiana // *Marine and Petroleum Geology*. – 2018. – Vol. 93. – P. 113–126.
146. Radke, M. Alkyldibenzofurans in terrestrial rocks: Influence of organic facies and maturation / M. Radke, S. P. Vriend, and L. R. Ramanampisoa // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2000. – Vol. 64. – No. 2. P. 275 – 286.
147. Radke, M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils / M. Radke // *Marine and Petroleum Geology*. – 1988. – Vol. 5. – P. 224—236.
148. Rahmad, B. The Role of Friedelin to Predict the Genesis of Muara Coal, East Kalimantan, Indonesia / Rahmad, B., Notosiswoyo, A., Anggayana, K., Widodo, S., Widayat, A.H., 2013. // *Journal of novel carbon resources*. – 2013. – Vol. 7. – P. 60–67.
149. Sarki Yandoka, B. M. Geochemistry of the Cretaceous coals from Lamja Formation, Yola Subbasin, Northern Benue Trough, NE Nigeria: Implications for paleoenvironment, paleoclimate and tectonic setting / B. M. Sarki Yandoka, W. H. Abdullah, M.B. Abubakar, M. H. Hakimi, A. K. Adegoke // *Journal of African Earth Science*. – 2015. – Vol. 104. – P. 56-70.
150. 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. – Vol. 69(8). – P. 1241-1254.
151. Seifert, W. K. Applications of steranes, terpanes and monoaromatics to the maturation, migration and source of crude oils / W. K. Seifert, J. M. Moldowan // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1978. – Vol. 42(1). P. 77–95.
152. Seifert, W.K. Use of Biological Markers in Petroleum Exploration / W. K. Seifert, J. M. Moldowan // *Methods in Geochemistry and Geophysics*. – 1986. – Vol. 24. P. 261-290.
153. Silva, R. S. F. Comprehensive two-dimensional gas chromatography with time of flight mass spectrometry applied to biomarker analysis of oils from Colombia / R. S. F. Silva, H. G. M.

- Aguiar, M. D. Rangel, D. A. Azevedo, F. R. A. Neto, // *Fuel*. – 2011. – Vol. 90(8). P. 2694–2699.
154. Sykes, R., Leaf biomass – a new paradigm for sourcing the terrestrial oils of Taranaki Basin / R. Sykes, L. R. Snowdon, P. E. Johansen // *Eastern Australasian Basins Symposium II. Petroleum Exploration Society of Australia, Special Publication* / Boulton, P.J., Johns, D.R., Lang, S.C. (Eds). – 2004. – P. 553–574.
155. Sykes, R. Guidelines for assessing the petroleum potential of coaly source rocks using Rock-Eval pyrolysis / R. Sykes, L. Snowdon // *Organic Geochemistry*. – 2002. – Vol. 33(12). P. 1441–1455.
156. Tang, X. Thermal and maturation history of Jurassic source rocks in the Kuqa foreland depression of Tarim Basin, NW China / X. Tang, S. Yang, S. Hu // *Journal of Asian Earth Sciences*. – 2014. – V. 89. – P. 1–9.
157. Tegelaar, E. W. Possible origin of n-alkanes in high-wax crude oils / E. W. Tegelaar, R. M. Matthezing, J. B. H. Jansen, B. Horsfield, J. W. de Leeuw // *Nature*. – 1989. – Vol. 342. P. 529–531.
158. Teichmüller, M. Fluorescence microscopical rank studies on liptinites and vitrinites in peat and coals, and comparison with results of the rock-eval pyrolysis / M. Teichmüller, B. Durand // *International Journal of Coal Geology*. – 1983. – Vol. 2(3). P. 197–230.
159. The new inertinite classification (ICCP System 1994) // *Fuel*. – 2001. – Vol. 80. P. 459–471.
160. The new vitrinite classification (ICCP System 1994) // *Fuel*. – 1998. – Vol. 77 (5). – P. 349–358.
161. Trendel, J.M. C(14a)-homo-26-nor-17 α -hopanes, a novel and unexpected series of molecular fossils in biodegraded petroleum / J. M. Trendel, R. Graff, P. Wehrung, P. Albrecht, D. Dessort, J. Connan // *Journal of the Chemical Society, Chemical Communications*. – 1993. – Issue 5. P. 461–463.
162. van Aarssen B. Higher plant biomarkers reflect paleovegetation changes during Jurassic times / B. van Aarssen, R. Alexander, R. Kagi // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2000. – Vol. 65. P. 1417–1424.
163. Verheyen, T. An evaluation of Rock-Eval pyrolysis for the study of Australian coals including their kerogen and humic acid fractions / T. Verheyen, R. Johns, J. Espitalié // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1984. – Vol. 48(1). P. 63–70.
164. Volkman, J. K. Biomarkers composition and deposition setting of Tasmanite oil shale from northern Tasmania, Australia / J. K. Volkman, M. R. Banks, K. Denwer, F. R. Aquino Neto // 14th International Meeting on Organic Geochemistry, Paris, September 18-22, 1989, Abstract No. 189.

165. Wilkins, R. W. Coal as a source rock for oil: a review / R. W. Wilkins, S. C. George // *International Journal of Coal Geology*. – 2002. – Vol. 50(1-4). – P. 317–361.
166. Wu Y. The geochemical characteristics of coals from the Junggar Basin in Northwest China and the relation of the configuration of pristane with maturity in highly mature and over-mature samples / Y. Wu, Y. Xia, Y. Wang, T. Lei, Y. Liu, Y. Liu, X. Hou¹, Y. Wang // *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles*. – 2016. – Vol. 71(35) P. 1–11.
167. Zhao, X. Hydrocarbon-Generating Potential of the Upper Paleozoic Section of the Huanghua Depression, Bohai Bay Basin, China / X. Zhao, L. Zhou, X. Pu, W. Jiang, F. Jin, D. Xiao, Y. Li // *Energy Fuels*. – 2018. – Vol. 32 (12). – P. 12351–12364.
168. Zheng, Y. Lipid biomarkers in the Zoige-Hongyuan peat deposit: Indicators of Holocene climate changes in West China / Y. Zheng, W. Zhou, P. Meyers, S. Xie // *Organic Geochemistry*. – 2007. – V. 38. – P. 1927.

Фондовая литература

169. Афанасьева И.А. Заключение по петрографическому исследованию и споро-пыльцевому анализу угольных пластов Улуг-Хемского бассейна: Отчет КГУ. - Красноярск, 1952. Кызыл, ТФГИ по Республике Тыва.
170. Глушков Ю.В. Групповая геологическая съемка масштаба 1:50 000 на Элегестинской площади в пределах листов: М-46-8-Г (в, г); -9-А, Б, В, Г; -10-А (а, в), В (а, в); -20-Б, Г; -21-А, Б, В, Г; -22-А, В (а, в); -33-А (а, б), Б, Г: отчет в 3 кн. Кызыл, ТГРЭ, 1992Ф. – Т. 1-3. Кызыл, ТФГИ по Республике Тыва.
171. Колямкин В.М., Пивоваров М.Ю. и др. ГДП-200 листа М-46-V (Кызылская площадь): отчет о результатах работ за 2013-2015 гг. Красноярск, АО «Красноярскгеолсъемка», 2015Ф. – 392 с. Кызыл, ТФГИ по Республике Тыва.
172. Мусихин К.В. Условия формирования и сохранения коллекторских свойств пород и залежей углеводородов ниже-среднеюрских отложений Фроловской мегавпадины: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Мусихин Константин Владимирович. – Москва, 2020. – 154 с.
173. Обласов, Н. В. Геохимия углистого органического вещества и его роль в формировании месторождений нефти и газа на территории Томской области: дис. ...канд. геол.-мин. наук: 25.00.09 / Обласов Николай Владимирович. — Томск, 2010 — 155 с.
174. Семериков А.А. Провести корреляцию разрезов угленосных отложений и разработать схему синонимии угольных пластов Улугхемского бассейна с целью оценки запасов углей: Отчет по договору 1423424/540 за 1987-1989 гг. ВСЕГЕИ. – Л., 1989. Кызыл, ТФГИ по Республике Тыва.

175. Трошкова Г.Н. Петрографические исследования некоторых пластов угля Улуг-Хемского бассейна. Красноярск: Трест «Востсибуглегеология», 1949. Кызыл ТФГИ по Республике Тыва.
176. Трошкова Г.Н. Петрографическая характеристика углей Улуг-Хемского бассейна. Красноярск: Трест «Востсибуглегеология», 1950. Кызыл ТФГИ по Республике Тыва.
177. Шаповалов Д. Н. Легенда Верхне-Енисейской серии для геологических карт масштаба 1:200 000 (второе издание). Кызыл, 2000. Кызыл ТФГИ по Республике Тыва.

СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА

- Рисунок 1.1 – Схематическая геологическая карта Улуг-Хемского угольного бассейна [Лебедев, 2007].
- Рисунок 1.2 – Сопоставление стратиграфических схем мезозойских отложений Улуг-Хемского угольного бассейна [Берзон, Петрухина, 2016].
- Рисунок 1.3 – Структурно-тектоническая схема Улуг-Хемского бассейна [Лебедев, 2007].
- Рисунок 2.1 – Расположение изученных обнажений и точек отбора образцов в Улуг-Хемском бассейне.
- Рисунок 2.2 – Разрезы основных изученных обнажений пласта Улуг УХБ.
- Рисунок 2.3 – Схема прибора RockEval 6 Turbo.
- Рисунок 2.4 – Молекула α -холестана.
- Рисунок 2.5 – Связь между составом стеранов и условиями накопления ОБ [Huang, Meinschein, 1979].
- Рисунок 2.6 – Строение молекулы C_{30} -гопана с хиральными центрами при C_{17} , C_{21} и C_{22} .
- Рисунок 2.7 – Структуры ароматических углеводородов: А – нафталин; Б – кадален.
- Рисунок 2.8 – Структуры фенантрена и его метилзамещенных гомологов.
- Рисунок 2.9 – Образование ретена из абиетиновой кислоты по [Otto, Simoneit, 2001].
- Рисунок 3.1 – Компоненты группы витринита и инертинита.
- Рисунок 3.2 – Компоненты группы инертинита и липтинита.
- Рисунок 3.3 – Компонентный состав органического вещества углей пласта Улуг.
- Рисунок 3.4 – Генетические диаграммы условий накопления органического вещества углей пласта Улуг: а - по Р. Mukhopadhyay [1989]; б - по С. Dissel [1992].
- Рисунок 4.1. – Взаимосвязь выхода ХБА от содержания мацералов группы липтинита в углях.
- Рисунок 4.2 – Тригонограмма распределения группового состава битумоидов из углей Улуг-Хемского бассейна.
- Рисунок 4.3 – Групповой состав битумоидов из углей пласта Улуг.
- Рисунок 4.4 – Распределение *n*- и *изо*-алканов углеводородной фракции битумоида из углей УХБ на хроматограмме по общему ионному току (ТIC).
- Рисунок 4.5 – Зависимость отношений пристан/*n*-алкан C_{17} и фитан/*n*-алкан C_{18} .
- Рисунок 4.6 – Масс-хроматограммы по фрагментному иону m/z 217
- Рисунок 4.7 – Относительное содержание регулярных стеранов C_{27} , C_{28} и C_{29} в насыщенной фракции битумоидов углей УХБ и вмещающих пород на тригонограмме, иллюстрирующей условия осадконакопления.

Рисунок 4.8.– Масс-хроматограммы по фрагментному иону m/z 191.

Рисунок 4.9 – Масс-хроматограммы ароматических фракций битумоидов углей.

Рисунок 4.10 – Состав среднеюрских болотных и склоновых растительных сообществ Улуг-Хемского, Канско-Ачинского, Иркутского и Ордосского бассейнов.

Рисунок 4.11 – Взаимосвязь отношения C_{ad}/R_{et} к P_{aq}, P_{wax} -и P_{aq}/P_{wax} .

Рисунок 5.1 – Диаграмма $HI-T_{max}$, характеризующая тип ОВ и зрелость углей и углистых пород Улуг-Хемского и других среднеюрских бассейнов.

Рисунок 5.2 – Взаимосвязь параметров S_2 и HI с петрографическим составом углей.

Рисунок 5.3 – Схематическая карта угленосных бассейнов и перспективных на углеводороды площадей с нефтегазоматеринскими породами среднеюрского возраста.

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 – Классификация компонентов ОВ, принятая ИССР (составлено по: The new vitrinite..., 1998; The new inertinite..., 2001; Pickel et al., 2017).

Таблица 2.2 – Шкалы катагенеза органического вещества по данным разных авторов [Неручев и др., 1976; Фомин, 2005].

Таблица 2.3 – Материал исследования и сведения о количестве выполненных анализов.

Таблица 4.1 Изотопный состав углерода углей Улуг-Хемского бассейна.

Таблица 4.2 - Геохимическая характеристика образцов из Улуг-Хемского бассейна.

Таблица 4.3 – Распределения и соотношения углеводородов в битумоидах.

Таблица 4.4 – Расшифровка пиков ароматических соединений на Рисунке 4.9 [Бушнев и др., 2021].

Таблица 5.1 – Результаты пиролиза Rock Eval, ТОС и отражательная способность витринита среднеюрских пород Улуг-Хемского бассейна.

Таблица 5.2. Парные коэффициенты корреляции между пиролитическими и петрографическими характеристиками углей и их статистическая значимость

Таблица 5.3 – Сравнительная характеристика углеводородов-биомаркеров битумоидов среднеюрских отложений Сибири, северо-запада Китая и Монголии.

Приложение 1

Таблица 1. Компонентный состав, индексы условий образования, аналитические влажность (W^a) и зольность (A^d) и отражательная способность витринита (R_o) углей Улуг-Хемского бассейна

| № п/п | № обр. | Состав ОВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | Индексы (Diessel, 1992) | | Индексы (Mukhopadhyay, 1989) | | | W ^a , % | A ^d , % | R _o , % | | |
|----------------------------------|---------|-----------|--------|----------|------|----------------|------------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|-----------------|-----|-----|-----------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------|-------------------------|------|------------------------------|--------|----|--------------------|--------------------|--------------------|------|------|
| | | Vt (g) | Vt (t) | Vt (det) | ΣGel | I _f | I _{sec} | I _{fg} | I _{sf} | I _{det} | I _{ma} | I _{mi} | ΣI | ΣLt | L _{sp} | L _k | L _r | L _{sb} | L _{ld} | L _{al} | Σстр | Σб/с | ΣРОВ | ТPI | GI | A | | | | B | C |
| Обнажение на горе Бегреда | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 229-1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 22,7 | - | |
| 2 | 229-2 | 71 | 21 | - | 92 | 6,6 | - | - | 1,6 | - | - | - | 8 | 0 | - | - | 0,2 | - | - | - | 29 | 71 | 100 | 0,41 | 11,24 | 21 | 71 | 8 | - | 13,5 | 0,60 |
| 3 | 229-3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 8,9 | 0,59 | |
| 4 | 229-4 | 66 | 17 | - | 83 | 15,8 | - | - | 0,6 | - | 0,2 | - | 17 | 1 | - | - | 0,6 | - | - | - | 33 | 66 | 100 | 0,51 | 4,99 | 18 | 66 | 17 | - | 6,0 | 0,58 |
| 5 | 229-5 | 83 | 9 | - | 93 | 5 | - | - | 1 | - | - | - | 6 | 1 | 0,2 | 0,8 | 0,2 | - | - | - | 16 | 83 | 100 | 0,19 | 15,03 | 11 | 83 | 6 | - | 7,8 | 0,59 |
| 6 | 229-6 | 83 | 2 | - | 86 | 13 | - | - | - | - | - | - | 13 | 2 | - | 1,4 | 0,4 | - | - | - | 15 | 83 | 100 | 0,18 | 6,83 | 4 | 83 | 13 | - | 8,2 | 0,56 |
| 7 | 229-8 | 73 | 0 | - | 74 | 1 | - | - | 0 | - | 24 | - | 25 | 1 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | 2 | 97 | 100 | 0,02 | 2,90 | 1 | 73 | 25 | - | 38,3 | 0,58 |
| 8 | 229-9 | 81 | 4 | - | 85 | 12 | - | - | 1 | - | - | - | 13 | 2 | - | 1 | 1 | - | 1 | - | 17 | 81 | 100 | 0,21 | 6,60 | 6 | 81 | 13 | - | 16,3 | 0,57 |
| 9 | 229-10 | 70 | 2 | - | 71 | 16,1 | - | - | 0,4 | - | 12,0 | - | 29 | 0 | - | - | - | - | - | - | 18 | 82 | 100 | 0,22 | 2,50 | 2 | 70 | 29 | - | 14,0 | 0,57 |
| Каа-Хемское месторождение | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 10 | 2-14 | 91,2 | 8,4 | - | 100 | 0,2 | - | - | - | - | 0,2 | - | 0,4 | 0 | - | - | - | - | - | - | 9 | 91 | 100 | 0,09 | 249,00 | 8 | 91 | 0 | 0,9 | 61,0 | |
| 11 | 3-14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 52,0 | 0,57 | |
| 12 | 4-14 | 94,2 | 0,4 | - | 95 | 0,2 | 0,2 | - | 0,6 | - | - | - | 1 | 4 | 0,4 | 4,1 | - | - | - | - | 1 | 94 | 100 | 0,01 | 94,60 | 5 | 94 | 1 | 1,6 | 25,2 | |
| 13 | 6-14 | 87,0 | 11,4 | - | 98 | 1,6 | - | - | - | - | - | - | 1,6 | 0 | - | - | - | - | - | - | 13 | 87 | 100 | 0,15 | 61,50 | 11 | 87 | 2 | 0,8 | 72,0 | |
| 14 | 8-14 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 50,8 | | |
| 15 | 9-14 | 97,3 | - | - | 97 | - | 0,4 | - | 0,2 | - | - | - | 1 | 2 | 0,6 | 1,5 | - | - | - | - | 0 | 97 | 100 | 0,00 | 162,17 | 2 | 97 | 1 | 1,8 | 9,4 | |
| 16 | 269-1 | 96,6 | - | - | 97 | - | - | - | - | 0,2 | - | - | 0 | 3 | 1 | 2 | - | - | 0,2 | - | 0 | 97 | 100 | 0,00 | 484,00 | 3 | 97 | 0 | - | 7,44 | |
| 17 | 269-2 | 95,4 | - | - | 95 | - | - | - | - | 0,6 | - | - | 1 | 4 | 0,2 | 3,8 | - | - | - | - | 0 | 96 | 100 | 0,00 | 160,00 | 4 | 95 | 1 | | 3,46 | 0,58 |
| 18 | 269-3 | 96,4 | - | - | 96 | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 4 | 0,4 | 3,2 | - | - | - | - | 0 | 96 | 100 | 0,00 | ##### | 4 | 96 | 0 | | 4,85 | |
| 19 | 269-4 | 95,0 | - | - | 95 | - | - | - | - | 1,0 | - | - | 1 | 4 | | 3,8 | - | - | 0,2 | - | 0 | 96 | 100 | 0,00 | 95,20 | 4 | 95 | 1 | | 4,93 | 0,59 |
| 20 | 269-5 | 96,4 | - | - | 96 | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 4 | 0,4 | 3,2 | - | - | - | - | 0 | 96 | 100 | 0,00 | ##### | 4 | 96 | 0 | | 4,88 | 0,58 |
| 21 | 270-3 | 97,2 | - | - | 97 | - | - | - | - | 0,2 | - | - | 0 | 3 | 0,4 | 2 | - | - | 0,2 | - | 0 | 97 | 100 | 0,00 | 486,00 | 2 | 97 | 0 | | | |
| 22 | 270-4 | 97 | - | - | 97 | - | - | - | - | 0,2 | - | - | 0 | 3 | 0,6 | 1,8 | - | - | 0,4 | - | 0 | 97 | 100 | 0,00 | 487,91 | 2 | 97 | 0 | | | |
| 23 | 270-5 | 99,2 | - | - | 99 | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 1 | 0,2 | 0,4 | 0,2 | - | - | - | 0 | 99 | 100 | 0,00 | ##### | 1 | 99 | 0 | | | |
| 24 | 270-6 | 95 | - | - | 95 | - | - | - | - | - | - | - | 0 | 5 | 0,6 | 3,0 | 0,8 | - | 1 | - | 0 | 95 | 100 | 0,00 | ##### | 4 | 95 | 0 | | | |
| Элегестское месторождение | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25 | УЭ-17-3 | 96,4 | 0,2 | - | 97 | 1,2 | | 0,2 | 0,4 | - | - | 1,6 | 3 | 0 | - | - | - | - | - | - | 2 | 98 | 100 | 0,02 | 28,41 | 0 | 96 | 3 | | | 0,73 |
| 26 | УЭ-17-4 | 98,8 | - | - | 99 | - | - | 1,2 | | - | - | - | 1 | 0 | - | - | - | - | - | - | 0 | 99 | 100 | 0,00 | 82,33 | 0 | 99 | 1 | | | 0,71 |
| 27 | УЭ-17-5 | 99,4 | - | - | 99 | - | - | 0,4 | 0,2 | - | - | - | 1 | 0 | - | - | - | - | - | - | 0 | 99 | 100 | 0,00 | 165,67 | 0 | 99 | 1 | | | 0,72 |
| 28 | Э-17 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Межегейское месторождение | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 29 | МУ-18-1 | 99,4 | - | - | 99 | 0,2 | 0,2 | | 0,2 | - | - | - | 1 | 0 | - | - | - | - | - | - | 0 | 99 | 100 | 0,00 | 165,67 | 0 | 99 | 1 | 0,6 | 4,5 | 0,71 |
| 30 | МУ-18-2 | 98,0 | - | - | 98 | 1 | 0,4 | | 0,6 | - | - | - | 2 | 0 | - | - | - | - | - | - | 2 | 98 | 100 | 0,02 | 49,00 | 0 | 98 | 2 | 0,6 | 4,8 | 0,68 |
| 31 | МУ-18-3 | 99,0 | - | - | 99 | | 0,2 | | | - | - | 0,8 | 1 | 0 | - | - | - | - | - | - | 0 | 100 | 100 | 0,00 | 99,00 | 0 | 99 | 1 | 0,5 | 4,5 | 0,70 |
| 32 | МУ-18-4 | 98,8 | - | - | 99 | | 0,6 | | 0,2 | - | - | 0,4 | 1 | 0 | - | - | - | - | - | - | 0 | 99 | 100 | 0,00 | 82,33 | 0 | 99 | 1 | 0,6 | 4,9 | 0,64 |
| 33 | МУ-18-5 | 98,4 | - | - | 98 | 1,2 | | | | - | - | 0,4 | 2 | 0 | - | - | - | - | - | - | 1 | 99 | 100 | 0,01 | 61,50 | 0 | 98 | 2 | 0,7 | 4,9 | 0,65 |
| 34 | МУ-18-6 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,6 | 4,9 | 0,60 |