

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

На правах рукописи

ДОЛЖЕНКО КИРИЛЛ ВАСИЛЬЕВИЧ

**ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА ТЕРРАГЕННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО
ВЕЩЕСТВА В МЕЗО- И АПОКАТАГЕНЕЗЕ (НА ПРИМЕРЕ
СВЕРХГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ СРЕДНЕВИЛЮЙСКАЯ-27)**

25.00.09 – Геохимия, геохимические методы поисков полезных ископаемых

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени

кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель

Фомин А.Н.

доктор геол.-минерал. наук

Новосибирск

2022

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	4
Глава 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОБЛЕМЫ	13
1. История формирования представлений о превращениях аквагенного и террагенного ОВ в катагенезе	13
2. Геохимическое изучение террагенного органического вещества на примере объекта исследований	26
Глава 2. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	32
1. Фактический материал и техническое оснащение	32
2. Определение содержания органического углерода в породе	34
3. Пиролиз	37
4. Определение отражательной способности витринита	42
5. Групповой анализ, газожидкостная хроматография, хромато-масс-спектрометрия, масс-спектральный анализ	45
6. Одномерное математическое моделирование	50
Глава 3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ХАПЧАГАЙСКОГО МЕГАВАЛА ВИЛЮЙСКОЙ ГЕМИСИНЕКЛИЗЫ	55
1. Обзор истории изучения верхнего палеозоя Вилюйской гемисинеклизы	55
2. Описание осадочных комплексов.....	57
3. Литолого-стратиграфическая характеристика верхнепалеозойского комплекса Хапчагайского мегавала Вилюйской гемисинеклизы	63
4. Тектоническое строение и история развития Вилюйского палеобассейна	81
5. Нефтегазоносность верхнепалеозойских отложений Хапчагайского мегавала Вилюйской гемисинеклизы.....	89
Глава 4. ГЕОХИМИЯ ТЕРРАГЕННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА В ПОЗДНЕМ МЕЗО- И АПОКАТАГЕНЕЗЕ	101
1. Углеродграфические и пиролитические характеристики террагенного органического вещества	102
2. Изменение геохимических параметров террагенного органического вещества с ростом катагенеза.....	115
2.1 Распределение органического углерода и его изотопный состав	116
2.2 Групповой и углеводородный состав битумоидов	120

2.3 Индивидуальный состав алифатических и циклоалифатических углеводородов	131
2.4 Индивидуальный состав ароматических углеводородов	147
2.5 Углеводородные соединения из порового пространства асфальтенов	163
3. Восстановление истории погружения осадочных комплексов и генерации углеводородов террагенным органическим веществом верхнепалеозойских пород	170
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	177
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	181
СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА	201
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	206
Приложение 1 – Разрез пермской и верхнекаменноугольной систем по данным ГИС в скв. Средневилюйская-27.....	208
Приложение 2 – Таблицы идентификации пиков на масс-фрагментограммах по m/z 191 и m/z 217.....	209

ВВЕДЕНИЕ

Постепенное истощение запасов нефти и газа в верхних горизонтах осадочных бассейнов становится все более очевидным, вследствие чего возникает необходимость поисков новых подходов к изучению перспектив нефтегазоносности недр. Но подобные поиски должны в первую очередь опираться на прочный теоретический фундамент. Благодаря основам, заложенным К. Энглером, Г. Потонье, Д. Уайтом, Г.П. Михайловским, Н.И. Андрусовым, В.А. Соколовым, А.Ф. Добрянским, А. Леворсеном и в особенности В.И. Вернадским, И.М. Губкиным, А.Д. Архангельским, П. Траском, А. Трейбсом, получившим развитие в работах И.О. Брода, Н.Б. Вассоевича, В.А. Успенского, А.А. Трофимука, и продолженных в трудах В.С. Вышемирского, Н.А. Еременко, А.Э. Конторовича, С.П. Максимова, С.Г. Неручева, И.И. Нестерова, Б.А. Соколова, Дж. Демейсона, Б. Тиссо, Д. Вельте и др., в наше время осадочно-миграционная теория образования миграции и аккумуляции нефти и газа стала научной основой планирования геолого-разведочных работ.

Актуальность работы. Последние тенденции развития нефте- и газопоисковых работ в мире связаны с освоением трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), к ним относятся:

– нетрадиционные запасы – керогеновые (пиролитические) и сланцевые нефти высокоуглеродистых низкопроницаемых формаций (баженовиты и доманикиты в РФ, формации Грин-Ривер (США), Ирати (Бразилия), Фушунь (КНР) и др. за рубежом);

– древнейшие залежи нефти в допалеозойских осадочных толщах (Лено-Тунгусская провинция (РФ), Сычуанский бассейн (КНР), Аравийская платформа (Оман);

– поиски углеводородных скоплений, залегающих на больших глубинах (свыше 4000 м) в жестких термобарических условиях (месторождения Тенгиз, Карачаганское (Прикаспийская впадина), Тайбер (Мексиканский залив), Тьюпи (Бразилия), Таримский бассейн (Китай) и др.).

Настоящая работа принадлежит последнему из указанных направлений. Хорошо изученный бурением интервал промышленной нефтегазоносности (1,5-3,5 км), как правило, охватывает диапазон зрелости от прото- до раннего-среднего мезокатагенеза. Связано это в первую очередь, согласно работам Н.Б. Вассоевича, Д. Вельте, В.С. Вышемирского, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, Б.А. Соколова, Б. Тиссо, А.А. Трофимука, Г. Филиппи, Л.М. Бурштейна, Н.В. Лопатина, В.Р. Лившица и других, с реализацией главной фазы нефтегазообразования на этих глубинах. Представления же о дальнейшем ходе эволюции органического вещества под действием температуры и давления были основаны из-за недостатка экспериментальной базы, главным образом, на теоретических предположениях. Поэтому обоснование нижней границы распространения скоплений нефти в осадочных бассейнах в жестких термобарических условиях является актуальным с точки зрения дальнейшего совершенствования методики прогноза и поиска УВ-скоплений на больших глубинах. Не менее важной является и задача совершенствования теории геохимических преобразований, которым подвержено органическое вещество и нефтиды глубокопогруженных пород.

Степень разработанности темы. В ходе становления современной осадочно-миграционной теории нефтидогенеза стало совершенно очевидно, что террагенное (гумусовое) и аквагенное (сапропелевое) ОВ необходимо изучать по отдельности (Н.Б. Вассоевич, Д. Вельте, В.С. Вышемирский, А.Н. Гусева, В.П. Данилова, А.Э. Конторович, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров, Б. Тиссо, А.А. Трофимук, В.А. Успенский).

Поэтому в представленной диссертационной работе будет предпринята попытка продолжить вслед за Н.Б. Вассоевичем, В.С. Вышемирским, В.В. Казариновым, А.А. Карцевым, А.Э. Конторовичем, С.Г. Неручевым, В.П. Даниловой, И.Д. Поляковой, А.А. Трофимуком, Е.А. Рогозиной, В.А. Успенским, В.В. Шиманским, А.Н. Фоминым, А.С. Фомичевым и других изучение преобразований ОВ террагенного (гумусового) происхождения на основе уникального разреза сверхглубо-

кой скв. Средневиллюйская-27, где пермские отложения образуют практически однородную по литологии и генезису угленосную и субугленосную терригенную толщу, обогащенную ископаемыми остатками высшей наземной растительности.

Объект исследования: песчано-алеврито-глинистые субугленосные и угленосные породы перми и верхнего карбона, содержащие в повышенных и высоких концентрациях захороненное органическое вещество высшей наземной растительности – террагенное. Коллекция пород из керна сверхглубокой скважины Средневиллюйская №27 в интервале 3370-6458.

Предмет исследования: особенности изменения состава (группового, индивидуальных соединений), структуры, комплекса геохимических характеристик (пиролитические, биомаркерные, битуминологические и др.) в ходе последовательных превращений террагенного ОВ в процессах мезо- и апокатагенеза.

Цель исследования: выявление закономерностей превращений террагенного органического вещества в среднем, позднем мезо- (МК₂-МК₃) и апокатагенезе (АК) в жестких термобарических условиях и совершенствование теоретических основ прогноза нефтегазоносности глубоко погруженных осадочных комплексов.

Научная задача: используя широкий спектр современных физико-химических методов изучения органического вещества осадочных пород, экспериментально установить основные закономерности превращений террагенного органического вещества и его битумоидов при погружении на большие глубины с жесткими термобарическими условиями, и построить на этой основе принципиальную модель эволюции состава террагенного органического вещества в мезо- и апокатагенезе.

Теоретическая и практическая значимость. Представленная работа содержит как фундаментальные для теории нефтегенеза результаты, так и прикладные, основанные на характеристике террагенного ОВ в породах верхнепалеозойского комплекса Виллюйской гемисинеклизы: данные экспериментальных лабораторных исследований превращений террагенного ОВ в позднем мезо- и апокатагенезе; оценка остаточного генерационного потенциала и обоснование роли отложе-

ний верхнего палеозоя Вилюйской гемисинеклизы, как газопроизводящих; изучение распределения в разных зонах катагенеза содержаний органического углерода, изменения состава битумоидов на групповом и молекулярном уровнях, показателей углеводородов-биомаркеров (УВ-БМ).

Несмотря на большие успехи в освоении глубоких горизонтов (ниже 5,0 км), оценка перспектив их нефтегазоносности носит, во многих случаях, вероятностный характер. Тем не менее, поиски УВ на больших глубинах были неоднократно успешно реализованы в России и зарубежных странах. На прошедшей в 2012 г. в г. Баку конференции «Потенциал глубокозалегающих углеводородов: будущие энергоресурсы – реальность и прогнозы» были представлены следующие данные: в интервале глубин 4500-8100 м разрабатываются более 1000 месторождений нефти и газа, и их начальные суммарные извлекаемые запасы составляют 7% от мировых нефти и 25% газа. На этих глубинах в России, Египте, Ливии, Мексике, Франции и США разведано около 47% их общих запасов газа, в Мексике и США коэффициент открытия промышленных залежей на больших глубинах составляет 50-70%.

Непосредственно в районе исследования (Вилюйская гемисинеклиза, Восточная Сибирь) ещё с 60-х годов прошлого века и до настоящего момента добыча ведется, главным образом, из мезозойских и пермских отложений до 3-4 км [Органическая геохимия..., 1974; Геология нефти..., 1981; Ситников и др., 2017]. При успешной реализации поисков УВ в глубокопогруженных горизонтах на территории Восточной Сибири станет возможным расширить существующие центры газодобычи. Благоприятствует этому и государственная «Восточная газовая программа», утвержденная в сентябре 2007 года приказом Министерства промышленности и энергетики РФ. С вводом в эксплуатацию магистрального газопровода «Сила Сибири» в 2019 году, в рамках упомянутой выше программы, его экспортная производительность уже составляет 38 млрд м³ газа в год. Представленные в настоящей работе результаты могут быть использованы для расширения ресурсной базы в изучаемом регионе.

Научная новизна работы заключается в детальном изучении катагенетических превращений террагенного ОВ на протяжении уникального, более чем 3-х километрового разреза практически однородной по мацеральному составу угленосной толщи верхнекарбоново-пермских пород.

Фактический материал. Благодаря А.Н. Фомину, отобравшему и доставившему в ИНГГ СО РАН керн из скв. Средневилюйская-27, была получена уникальная коллекция образцов, позволяющая изучить характеристики террагенного ОВ в широких пределах катагенетической зрелости, включая апокатагенез. На базе этой коллекции был сформирован банк данных, положенный в основу настоящей работы:

- данные ГИС по скважине Средневилюйская-27, сканы дела скважины с основными результатами бурения;
- 71 образец пород из скважины Средневилюйская-27 (глубины 3370-6458);
- набор шлифов и аншлифов по образцам пород из скважины;
- результаты геохимического исследования ОВ по полученной коллекции: содержание органического углерода ($C_{орг}$) и его изотопный состав ($\delta^{13}C$); уровень зрелости органического вещества (R^{o}_{vt}); его пиролитические характеристики (S_1, S_2, HI, T_{max}); масс-спектры и соотношения УВ-биомаркеров в ароматической и насыщенной фракциях хлороформенного битумоида и данные по его групповому составу (УВ-СМ-АСФ).

Методы исследования. Аналитическое изучение рассеянного органического вещества (РОВ) проведено по разработанной под руководством А.Э. Контровича схеме, применяемой в лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН) [Борисова и др., 2019], которая включает определения: концентраций органического углерода в породе и его изотопного состава, уровня зрелости, пиролитических характеристик, хромато-масс-спектрометрии насыщенной и ароматической фракций хлороформенного битумоида, а также его группового состава. Построение детального разреза скважины проводилось с использованием данных геофизических ис-

следований (ГИС), материалов из дела скважины, фотографий керна и привлечением опубликованной литературы. Численное моделирование выполнено на основании данных, полученных перечисленными выше методами, в программном обеспечении, соответствующем мировым стандартам. В ходе аналитических работ была использована следующая техническая база:

– пиролитический анализатор Source Rock Analyzer SRA – ТРН/ТОС фирмы Weatherford Laboratories для определения суммарного выхода пиролитических УВ и общего содержания органического углерода;

– УВ-биомаркеры изучались с помощью хромато-масс-спектрометрического метода на системе, состоящей из газового хроматографа 6890 с масс-селективным детектором Agilent 5973N;

– экспресс-анализатор на углерод АН-7529, для определения содержания органического углерода;

– микроскоп-спектрофотометр МСФП-2, для замеров отражательной способности витринита в полированных аншлифах.

Защищаемые положения и результаты:

1. На природной коллекции образцов пород, содержащих террагенное ОВ, установлена схема изменения группового и углеводородного состава битумоидов и пиролитических характеристик керогена в позднем мезо- и апокатагенезе. Подтверждено отсутствие в битумоидах зоны апокатагенеза асфальтенов, возрастание по мере катагенетических преобразований ОВ относительной массы низкомолекулярных и убывание массы высокомолекулярных алифатических и циклоалифатических углеводородов, в составе ароматических углеводородов возрастает концентрация *n*-алкил-бензолов, моно- и триароматических стероидов и снижается относительная концентрация фенантронов.

2. На нативной коллекции образцов подтверждено формирование керогена в апокатагенезе за счет конденсации асфальтенов (эпиасфальтеновый кероген – ЭПАК) и впервые показано, что первоначально по пиролитической характеристике (T_{max}) он отвечает незрелому ОВ.

3. Показано, что классические биомаркерные показатели катагенеза ОВ (стерановые коэффициенты K_1 и K_2 , Ts/Tm) возрастают только до конца градации MK_2 ($R_{vt}^0 - 1,15\%$). Показатели, характеризующие тип исходного ОВ (отношение стеранов C_{29}/C_{27} , I_{TC}) и обстановки диагенеза (Pr/Ph , $Rear/Reg$), теряют диагностическую роль на градации MK_3^1 ($R_{vt}^0 - 1,55\%$). Для более высоких градаций катагенеза предложено использовать метилфенантреновые показатели зрелости $(2-MP + 3-MP)/(1-MP + 9-MP)$ [Петров, 1984] и $1-MP/(2-MP + 3-MP)$ [Alexander et al., 1986], для которых найдены регрессионные зависимости расчета значений R_{vt}^0 .

Степень достоверности научных результатов обусловлена уникальностью коллекции образцов керна, использованной в исследовании, применением широкого спектра современных методов исследования органического вещества, постоянным внутренним и внешним контролем полученных результатов.

Личный вклад автора. Проведено уточнение интерпретации хроматограмм и хромато-масс-фрагментограмм. Выполнено самостоятельное обобщение полученных данных по содержанию органического углерода и хлороформенных битумоидов в породах, пиролитических параметров пород, группового состава битумоидов, по распределению углеводородов-биомаркеров, отражательной способности витринита. Математическими методами на базе специализированного ПО восстановлена история погружения осадочных комплексов и динамики нефтидогенеза в них. Получены интерполирующие уравнения для расчета уровня зрелости террагенного ОВ в глубокопогруженных толщах на основании фенантреновых индексов. В дополнение к имевшимся данным, автор самостоятельно выполнил аналитические работы по получению пиролитических данных (71 образец декарбонизированной породы, 5 образцов керогена).

Апробация работы и публикации. Полученные научные результаты достаточно полно изложены в 16 публикациях, в том числе в 5 статьях в журналах («Доклады академии наук», «Геология и геофизика», «Геохимия», «Георесурсы») из перечня рецензируемых научных изданий, рекомендованных ВАК при Минобрнауки. Основные результаты, представленные в работе, были доложены автором на 11 всероссийских и международных конференциях в виде устных докладов и постеров:

2016 г., Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016, XII Международный научный конгресс: Международная научная конференция "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология", г. Новосибирск; 2016 г., 54-я Международная научная студенческая конференция МНСК-2016, г. Новосибирск; 2016 г., XX Международный симпозиум им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященный 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, г. Томск; 2017 г., The 28th International Meeting on Organic Geochemistry (IMOG - 2017), Florence, Italy; 2017 г., Всероссийская молодежная научная конференция с участием иностранных ученых «Трофимуковские чтения – 2017», г. Новосибирск; 2017 г., Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ, г. Пермь; 2018 г., Международная конференция "Химия нефти и газа" в рамках Международного симпозиума "Иерархические материалы: разработка и приложения для новых технологий и надежных конструкций", г. Томск; 2019 г., Всероссийская молодежная научная конференция с участием иностранных ученых «Трофимуковские чтения – 2019», г. Новосибирск; 2020 г., «Геологические, геохимические и экологические проблемы эффективного освоения месторождений углеводородов Сибирской платформы», г. Якутск; 2020 г., Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2020, XVI Международный научный конгресс: Международная научная конференция "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология", г. Новосибирск; 2021 г., Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа - XXI век: Всероссийская научная конференция с участием иностранных ученых, посвященная 150-летию академика АН СССР И.М. Губкина и 110-летию академика АН СССР и РАН А.А. Трофимука, г. Новосибирск. Часть результатов исследований вошла в итоговый отчет о научно-исследовательской работе по индивидуальному проекту РФФИ № 18-35-00337 за 2018-2019 гг.

Объем и структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав и заключения. Общий объем работы 209 страниц, включая 55 рисунков, 20 таблиц, 2 приложения. Список литературы включает 178 наименований.

Благодарности. Работа выполнена в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН под руководством д.г.-м.н. Александра Николаевича Фомина. Автор выражает глубокую признательность научному руководителю, а также искренне благодарен за консультации, рекомендации, предоставленные материалы и литературу, советы и поддержку при подготовке работы Л.С. Борисовой, Л.М. Бурштейну, А.А. Дешину, В.А. Каширцеву, Н.С. Ким, В.Н. Меленевскому, А.П. Родченко, П.А. Сафронову, Е.А. Фурсенко. Особую благодарность за постановку научной проблемы, кураторство на протяжении всего процесса работы и всестороннюю помощь автор выражает академику Алексею Эмильевичу Конторовичу. Отдельная признательность выражается инженерному составу лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН за выполнение химико-аналитических исследований, в особенности Н.В. Аксеновой, Н.П. Вертаковой, Е.А. Зубовой, Е.А. Ивановой, Н.М. Леминой за консультации по методической части.

Глава 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОБЛЕМЫ

1. История формирования представлений о превращениях аквагенного и террагенного ОВ в катагенезе

Основные этапы становления осадочно-миграционной теории нефтидогенеза. До современного состояния осадочно-миграционная теория нефтидогенеза претерпевала неоднократные изменения, связанные с развитием аналитического оборудования, методов исследования, получением геологического материала из глубоких скважин, успехами применения теории на практике и др. Несмотря на то, что начало целенаправленных научных изысканий в этой области относится к середине XX века, основы теории были заложены еще в XVIII-XIX веках. основоположником органической теории происхождения нефти является выдающийся русский ученый М.В. Ломоносов, который в 1763 г. высказал предположение о происхождении нефти из растительных остатков, подвергшихся обугливанию и давлению в земных слоях. Эти идеи далеко опередили научную мысль того времени, искавшую источники нефти среди неживой природы. Позднее возникло учение В.И. Вернадского о биосфере и круговороте органического углерода. Главный же прогресс в теории нефтегазообразования приурочен к XX веку. Этот этап связан с именами К. Энглера, Г. Потонье, Д. Уайта, Г.П. Михайловского, Н.И. Андрусова, В.А. Соколова, А.Ф. Добрянского, но особенно В.И. Вернадского, И.М. Губкина, А.Д. Архангельского, П. Траска, А. Трейбса. К заключительным фазам этого этапа относятся ранние работы по вопросам нефтидогенеза И.О. Брода, Н.Б. Васюковича, В.А. Успенского, А.А. Трофимука получившие продолжение в трудах В.С. Вышемирского, Н.А. Еременко, А.Э. Конторовича, С.П. Максимова, С.Г. Неручева, И.И. Нестерова и др.

Во второй половине XIX века внимание ученых в качестве возможного источника нефти привлекли богатые органическим веществом озерные отложения. В 1901 году немецкий ученый Р. Лаутерборн для обозначения таких озерных отложений предложил термин «сапропель». Вторично термин «сапропель» (от греческого – *sapros* – гнилой и *pelos* – ил, грязь) ввел в научную литературу Г. Потонье (1920).

Учитывая, что органическое вещество сапропелей обогащено жировыми компонентами, он считал, что нефть является продуктом превращения сапропелевых горных пород (сапропелитов) под действием подземного тепла.

Одним из первых, кто подошел к вопросу нефтеобразования с позиции биологии и биохимии, стал В.И. Вернадский. Наиболее важным доводом в пользу биогенного происхождения нефти, стало установление ее оптической активности [Вернадский, 1983], т.е. способности вращать плоскость поляризации проходящего через неё поляризованного света. В.И. Вернадский первым указал, что оптическая активность является важнейшим доказательством биогенной природы органического вещества (ОВ). Он же первым обратил внимание на необходимость изучения остаточных, реликтовых соединений живого вещества в нефтях (молекул-биомаркеров), что впоследствии сформировало самостоятельное направление в органической геохимии. Так, в 1934 г. А. Трейбс впервые обнаружил биомаркеры группы порфиринов (биологический источник - хлорофилл) [Treibs, 1934], а уже в 70-90-е гг. прошлого века, в связи широким внедрением в аналитическую органическую геохимию газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии, в нефтях и битумоидах рассеянного ОВ было обнаружено огромное количество углеводородов-биомаркеров [Петров, 1984; Peters et al., 2005; Конторович и др., 2009].

До середины XX в. исследователями предлагались различные версии гипотезы органического происхождения нефти, причем одни считали, что нефть образуется из растительных осадков, а другие основное значение придавали ОВ животного происхождения, и даже отдельным группам морских рыб. Такой обзор наиболее ранних гипотез был выполнен в фундаментальном для своего времени труде А.Ф. Добрянского «Геохимия нефти» (1948). В этой же работе он приводил некоторые аргументы о невозможности образования нефти из вещества, происходившего из высшей наземной растительности.

Переходной точкой между разрозненными гипотезами и современной теорией стал выход в свет книги И.М. Губкина «Учение о нефти» (1932), где он изло-

жил основы биогенной теории нафтидогенеза и показал, что процессы нефтегазообразования в стратисфере начались сразу после зарождения жизни, сформулировал понятие о диффузно рассеянной нефти, заложил основы учения о стадийности нефтегазообразования. В конце 20-х – начале 30-х гг. XX века, применяя теорию нафтидогенеза, А.Д. Архангельский и И.М. Губкин обосновали выявление основных крупных нефтегазоносных провинций на территории России (РСФСР).

После работ конца XIX - начала XX веков Г. Потонье, Н.И. Андрусова, А.Д. Архангельского в рамках уже действующей теории главенствующая роль в образовании нефти отдавалась сапропелевому (алиновому – Н.Б. Вассоевич, аквагенному – А.Э. Конторович) ОВ. В работах Г. Потонье (1920), Н.Б. Вассоевича (1958), В.А. Успенского и др. (1958) было показано, что в нём отмечается повышенная концентрация липидов, а из элементов – водорода (6-8%). Эти представления получили дальнейшее развитие, а гумусовое (террагенное) вещество рассматривалось сначала в качестве примеси, или его роль оставалась дискуссионной, а позднее как источник метана и частично нефти.

К середине XX века происходит отступление от взгляда на нефть как на исключительно минеральное сырьё в сторону проблемы её генезиса с химической точки зрения. Одна из первых схем образования нефти в результате термokatалитического крекинга живого вещества была предложена А.Ф. Добрянским (1948). Он утверждал, что вне зависимости от типа вмещающих пород или исходного вещества основными компонентами группового состава нефтей так или иначе являются углеводороды (УВ), смолы и асфальтены, первые в основном состоят из метановых, нафтеновых и ароматических. Всю общность нефтей он рассматривал, как единую последовательность преобразования ОВ. Смолистые, бедные лёгкими фракциями и полициклические нефти по А.Ф. Добрянскому являются первичной формой нефти, а нефти обычного типа являются производными этой первоначальной нефти. В упрощенном виде его гипотеза может быть выражена следующим набором формул (Рисунок 1).

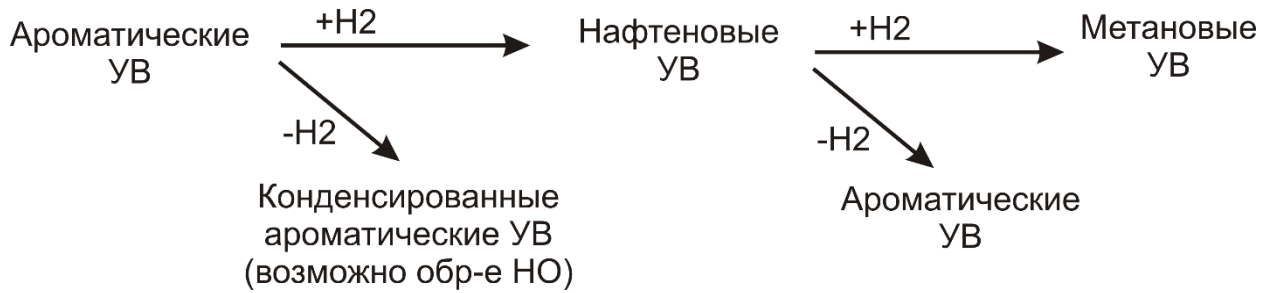


Рисунок 1 – Гипотетическая схема превращений компонент группового состава (по А.Ф. Добрянскому)

Предложенная А.Ф. Добрянским схема была упрощенной, она отрицала роль природных соединений и структур живого вещества в нефтеобразовании, пренебрегала процессами первичной и вторичной миграции. Для создания реальной схемы образования нефти и газа в результате превращений ОВ потребовался огромный объем натуральных исследований первичного геологического материала для определения реальной направленности процессов преобразования рассеянного в осадочных породах органического вещества. С точки зрения геологии, как справедливо отметил В.А. Успенский, «...интерпретация подобной схемы должна встретить возражения...» [Добрянский, 1948, с. 4] относительно гомогенизации всего исходного ОВ, при этом он же отмечал и большую ценность данной работы в химическом плане. А.Ф. Добрянский не только указал на возможные деструкционно-конденсационные взаимодействия между частями группового состава нефтей, но и отметил следы этих процессов в химической структуре УВ.

Адекватная природным процессам, основанная на природных закономерностях теория, стала складываться лишь в 50-80 гг. XX века. Огромную роль в этом сыграло изучение химии живого вещества в осадках и осадочных породах, которое показало, что и в диагенезе, и в катагенезе органическое вещество претерпевает глубокие преобразования.

Когда впервые было установлено наличие углеводородов в современных осадках, отдельные исследователи считали, что нефть образуется уже в диагенезе [Вебер, 1956, 1958]. Знаковым стало получение в 1952-54 гг. – П.В. Смитом и в 1960 – У. Мейнштейном информации не только о содержании УВ в современных осад-

ках (на примере Мексиканского залива), но и о их молекулярном составе. Проведение сравнения с нефтями показало полное отсутствие низкомолекулярных УВ в современных осадках. Такой результат стал весомым доказательством в пользу более позднего (катагенного) формирования нефтяных УВ. Так, в 1953 г. Н.Б. Вассоевич предложил называть эти образования зачаточной микронефтью (седиментационной), на следующем этапе (диагенез) к ней присоединяется юная микронефть (как показали впоследствии исследования А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева по распределению битумоидов в разрезе с глубиной: доля этих соединений всё еще не позволяет считать их причиной формирования промышленных скоплений углеводородного сырья), и уже на этапе катагенеза зрелая микронефть образует основную массу УВ [Вассоевич, Амосов, 1953]. Идея того, что при важной роли диагенеза, сам процесс образования нефти и формирования его залежей связан с катагенезом развивалась с середины XX века вплоть до завершающих этапов её оформления в 70-80 годах [Добрянский, 1948; Вассоевич, 1958; Успенский и др., 1958; Вассоевич, 1967; Трофимук, Конторович, 1965; Конторович и др., 1967а; Вассоевич и др., 1969; Конторович, 1976].

Изучая влияние катагенеза на стадийность процессов нефтегазообразования Н.Б. Вассоевич (1967, 1969), А.Э. Конторович и др. (1967а), В.С. Вышемирский и др. (1971), А.Э. Конторович и С.Г. Неручев (1971), А.А. Трофимук и А.Э. Конторович (1976), А.Э. Конторович и др. (1976) впервые выделили условия, при которых интенсивность генерации жидких углеводородов достигает своего максимума. А.Э. Конторович назвал набор термодинамических условий, при которых новообразование достигает пика – главной зоной нефтеобразования (глубинное положение в разрезе толщи пород), а Н.Б. Вассоевич, рассматривая эволюцию нефтеобразования в осадочном бассейне во времени, – главной фазой нефтеобразования (интервал времени в истории погружения). Несколько лет спустя Б. Тиссо и Д. Вельте (1981) для этого же события предложили еще один термин - синоним – «нефтяное окно» (oil window, англ.). Развивая эти идеи С.Г. Неручев (1970, 1973) и Г.Э. Прозорович (1970) выделили главную фазу газообразования для более жестких термодинамических условий, чем в ГФН. В процессе изучения влияния термобарических

условий катагенеза [Конторович и др., 1967а] было показано, что теоретическая схема превращения нефтей А.Ф. Добрянского применима именно к образованию битумоидов на разных этапах генерации и с учётом их собственной эволюции - раннекатагенные битумоиды смолистые, тяжелые, по мере погружения происходит их облегчение и метанизация. Обладая обширной коллекцией материалов по Западной Сибири, А.Э. Конторович с соавторами [Конторович, Трофимук, 1976; Конторович, 1976], детализируя концепцию стадийности нефтегазообразования, выделил следующие несколько зон (подстадий):

- I. протораннемезокатагенная зона интенсивного газообразования;
- II. зона начала и прогрессивного развития процессов нефтеобразования;
- III. главная зона газонефтеобразования;
- IV. зона образования легкой нефти и жирного конденсатного газа;
- V. зона образования сухого метанового газа.

Близких взглядов придерживался и Н.Б. Вассоевич. Учитывая влияние катагенетической зрелости на процессы нефтидогенеза А.Э. Конторовичем, А.А. Трофимуком, Л.М. Бурштейном, В.С. Вышемирским, Ф.Г. Гурари, В.Р. Лившицом, Е.А. Рогозиной, Э.Э. Фотиади было построено несколько количественных моделей генерации всего комплекса компонентов, свойственных нефти [Конторович, Рогозина, 1967; Вышемирский и др., 1971; Гурари и др., 1972; Конторович и др., 1975; Конторович, Фотиади, 1976; Конторович, Бурштейн, 1987]. Аналогичные исследования с несколько другими подходами многие годы выполняли С.Г. Неручев и его научная школа [Неручев и др., 1970].

В итоге все ранние гипотезы и варианты теории органического происхождения углеводородов объединило то, что исходным материалом для образования нефти является органическое вещество, а результатом описанных выше этапов стало понимание процесса нефтегазообразования как единого неразрывного превращения углеродистого живого вещества с момента накопления в седиментогенезе, изменения под влиянием бактериальной деятельности в диагенезе, созревания под действием температуры, давления и геологического времени в катагенезе, до

поступления флюидов в залежь и возможного её разрушения. Многие циклы исследований, комплексные работы и монографии, а также многочисленные отдельные публикации, в которых изложены элементы или полные очерки осадочно-миграционного, биогенного происхождения природных углеводородов и гетероциклических соединений нефти представлены в трудах российских (И.М. Губкин, Н.Б. Вассоевич, Ал.А. Петров, А.А. Трофимук, В.А. Успенский, А.Н. Гусева, А.А. Карцев, А.Э. Конторович, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров и др.) и зарубежных (Д. Вельте, Дж. Демейсон, Дж. Молдован, К. Петерс, Г. Потонье, Б. Тиссо, Г.Т. Филиппи, Дж. Ханта и др.) ученых. Центральными в современной теории нефтидогенеза являются представления о природе (типе), концентрации и химии органического вещества и стадийности нефтегазообразования, развитые Н.Б. Вассоевичем, Д.Н. Вельте, Дж. Демейсоном, Н.А. Еременко, А.Э. Конторовичем, Дж. Молдованом, С.Г. Неручевым, К.Ф. Родионовой, Б. Тиссо, А.А. Трофимуком, В.А. Успенским, Г.Т. Филиппи, О.А. Радченко и др.

К концу XX века происходит очень важный переход в методологии познания происхождения нефти и газа. Ведущим коллективам учёных становится совершенно очевидно, что многообразие процессов, участвующих в нефтидогенезе, имеет широкий и междисциплинарный масштаб. Как следствие, к изучению вопросов происхождения нефти помимо геологов и химиков привлекаются ученые-физики и математики, появляются узкоспециализированные лаборатории, а главное в качестве объекта исследования рассматриваются не только конечные продукты превращений – нефть и газ, но и вся масса рассеянной органики. Так, с одной стороны, установились основы современной осадочно-миграционной теории образования нефти и газа, с другой, на базе оформленной парадигмы стало возможным более углублённо и детально изучать вопросы, которым ранее не уделялось должного внимания, как, например, эволюция органического вещества высшей наземной растительности в процессе природного катагенеза.

Формирование представлений о превращениях террагенного органического вещества в мезо и апокатагенезе. В 50-60 годы XX века сначала в единичных пионерных исследованиях, а затем во многих лабораториях (ВНИГРИ,

ВНИГНИ, ИГИРГИ, МГУ, СНИИГГИМС) начинают применяться методы изучения молекулярного состава нефтей и рассеянного органического вещества (РОВ), сыгравшие значительную роль в понимании необходимости выделения его генетических типов и создании предпосылок к разделению геохимии ОВ аквагенного (сапропелевого) и террагенного (гумусового) происхождения.

Самостоятельное исследование террагенного ОВ долгое время оставалось на втором плане, так как ведущая роль сапропелевых разностей РОВ в процессах нефтегазообразования была подтверждена во многих работах и на практике в рамках органической теории [Конторович и др., 1967б; Вассоевич и др., 1969; Конторович, Трофимук, 1976; Неручев, 1973; и др.]. Но уже к концу 70-х годов XX века теоретически стало очевидно, что органическое вещество, образованное высшей наземной растительностью (угольное, гумусовое, позднее - арконовое – Н.Б. Вассоевич, террагенное - А.Э. Конторович) также участвует в генерации углеводородов (Н.Б. Вассоевич, А.А. Трофимук, В.А. Успенский, В.С. Вышемирский, В.П. Казаринов, А.А. Карцев, А.Э. Конторович, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров, Н.Н. Ростовцев, С.Н. Белецкая, В.П. Данилова, И.Д. Полякова, Е.А. Рогозина, О.Ф. Стасова, В.В. Шиманский, А.С. Фомичев и др.). Оно содержит меньше липидов и водорода (3-4%). Главным продуктом его превращений в диагенезе и катагенезе являются метан и сравнительно небольшое количество жидких углеводородов, смол и асфальтенов. Исследования 80-х годов показали [Конторович и др. 1985а, 1985б], что различия между типами исходного биогенного материала начинаются уже на уровне изотопного состава углерода: аквагенное ОВ – изотопно легкое, а террагенное – изотопно тяжелое. К этому времени изучение углеводородов – биомаркеров fossilized органического вещества также позволило найти различия в молекулярном составе и на их основании диагностировать его тип [Петров, 1984; Peters et al., 2005; Конторович и др., 2009].

В Советском Союзе эталонами, на которых отрабатывалась и уточнялась теория образования нефти были Западно-Сибирская, Волго-Уральская, Северо-Кавказская, Тимано-Печорская, Лено-Тунгусская, Лено-Виллюйская и другие нефтега-

зоносные провинции. В них изучение превращений органического вещества в катагенезе производилось на преимущественно морских, обогащенных аквагенным органическим веществом свитах (баженовская, доманиковская, куонамская, хадумская и их аналоги). Эти эталоны во многих отношениях представляли собой добротный геологический материал, но нередко обладали тремя недостатками:

1. в них трудно было отобрать образцы, которые бы находились на стадии протокатагенеза;
2. из-за небольшой глубины скважин (обычно менее 4-5 км) среди них трудно было отобрать образцы, которые бы находились на стадии апокатагенеза;
3. некоторые из них (куонамский комплекс) находились на дневной поверхности или на небольших глубинах сотни млн. лет и подверглись гипергенным изменениям.

Тем не менее, до начала апокатагенеза для аквагенного органического вещества достаточно надежную информацию для построения теории они давали. Значительно сложнее было изучить закономерности преобразования на всех стадиях катагенеза террагенного ОВ. Долгое время, основным объектом для его изучения в Советском Союзе были нижне-среднеюрские породы тюменской свиты и ее возрастных аналогов (Западная Сибирь). Но этот объект не позволял в полной мере построить единую схему превращений, так как он был полифациальным. В нем были развиты пролювиальные, делювиальные, озерные, озерно-болотные, болотные, аллювиальные, русловые, дельтовые и мелководно-морские фации [Гурова, Казаринов, 1962; Гурари и др., 1963; Атлас..., 1968; Западно-Сибирская..., 1964; Конторович и др., 1967б, 1971а, 1971б, 1975; Гольберт и др., 1968; Конторович и др., 2013а; и др.]. Соответственно, органическое вещество по составу варьировало от чисто террагенного до озерного, аквагенного, при этом вещественно-петрографический (мацеральный) состав его также существенно варьировал в зависимости от обстановок диагенеза.

Ввиду необходимости детального изучения изменения террагенного ОВ в катагенезе на протяжении всей истории его эволюции эти исследования и поиск объектов для них продолжались. Ряд исследователей предпринимал попытки описания

совокупности превращений, которым подвержено вещество террагенной природы, на примере углей. Первыми такие работы выполнили О.А. Радченко (1960) и К.Ф. Родионова (1967), которые на основании изучения небольших коллекций углей разных градаций катагенеза показали, что в них выход битумоидов максимальный на газовой и в начале жирной градаций катагенеза (согласно углемарочной шкале). Помимо этого, предпринимались попытки проведения корреляции «геохимия ОВ нефтегазопроизводящих пород – нефть» по отношению к углям и субугленосным толщам. Такие исследования широко проводились в СНИИГГиМСе с начала шестидесятых годов XX века. В 1963 г. В.И. Будников и А.Э. Конторович, изучая перспективы нефтегазоносности угленосных отложений перми Кузнецкого угольного бассейна обратили внимание на то, что на градациях катагенеза МК₁² (марка «Г») и МК₂ (марка «Ж») угленосные толщи генерируют метановые, парафинистые нефти. Но эти исследования не могли в полной мере описать особенности созревания, перестройки и новообразования, происходящие в гумусовых разностях органического вещества.

Одной из первых попыток установить закономерности преобразования террагенного вещества на примере РОВ и углей были предприняты А.Э. Конторовичем, В.П. Даниловой и В.М. Диндойн (1973). Они отобрали в угольных бассейнах Сибири образцы углей по всей шкале катагенеза от прото- (бурых) до апокатагенеза (антрациты) и изучили их методами битуминологии. В общем виде рост к газовой стадии (градация МК₁²) и снижение на антрацитовой (АК₃) содержания хлороформенного битумоида отражают закономерность, входящую в понятие ГЗН, но с некоторым смещением пика в сторону большей преобразованности, что связано со свойствами террагенного вещества - более высокомолекулярная и сложная структура требует приложения большего количества тепла для разрыва связей и деструкции. Более того, наличие двух минимумов и трех максимумов выходов битумоида явно свидетельствует о некоторой стадийности процессов новообразования и эмиграции в террагенном органическом веществе. Не менее интересен факт, что отмечается определённая роль в этих процессах асфальтенов, так как количество парамагнитных центров (КПЦ – наиболее вероятными парамагнитными центрами в ОВ

являются ароматические соединения. [Диндойн, 1973]) в них (битумоидах) растет с повышением катагенеза, при этом имеет место два минимума, а максимумы приурочены к пикам новообразования УВ. Другими словами, при повышении конденсированности асфальтенов (вплоть до ухода в НО), высвобождаемая часть водорода уходит на новообразование летучих продуктов. Именно здесь впервые было отмечено падение содержания асфальтенов в групповом составе битумоида с достижением апокатагенеза. Полученные результаты позволяют считать, что имеет место эмиграция части битумоидов не только из террагенного РОВ, но и из углей. Из этого следует, необоснованность широко распространенного в 60-70 годы XX века мнения, что террагенное органическое вещество не может генерировать нефть, а угленосные толщи являются исключительно газопроизводящими. Помимо этого, предложена схема преобразования, согласно которой источники новообразования углеводородов в мезо- и апокатагенезе разные: в мезокатагенезе источником новообразованных УВ является деструкция керогена, а в апокатагенезе – образовавшиеся ранее битумоиды, в том числе асфальтены. Предсказанный в цитируемой работе вторичный крекинг будет подробнее рассмотрен в главе IV.

Вслед за указанными выше авторами на практическую сторону проблемы изучения террагенного ОВ обратили внимание И.А. Зеличенко, С.Г. Неручев, И.А. Половникова, Е.А. Рогозина и др. [Зеличенко и др., 1978; Неручев, 1983], они справедливо отмечали, что смешанные разности (гумусово-сапропелевые и сапропелево-гумусовые) изучены недостаточно в отношении закономерностей их катагенетического преобразования и, соответственно, реализации нефтегазогенерационного потенциала. В своей публикации (1978) они применяют схожий с вышеуказанной работой А.Э. Конторовича подход к изучению вещества террагенного типа, установив некоторые важнейшие черты его превращений. Обнаружив те же соотношения минимумов и максимумов выходов битумоида, что и в предыдущей работе, при этом обладая данными по элементному составу, им удалось не только отметить этапы активизации новообразования и изменения в структуре керогена, но и указать на периоды последующей стабилизации структуры. Так, максимумам соответствует значительная потеря углерода и водорода вследствие деструкции,

минимумам периоды стабилизации (конденсации) керогена с метанообразованием, о чем свидетельствует общее обуглероживание керогена. Аналогичный процесс наблюдается и для второго периода интенсивного новообразования. Первому пику генерации соответствуют смолистые битумоиды с повышенными содержаниями циклических и алифатических УВ. Следующий за ним второй максимум (градации МК₁²-МК₃¹) С.Г. Неручев по изменению элементного состава (значительное снижение содержания углерода на фоне возросшего отношения углерода к водороду) связывает с проявлением ГФН рассеянного ОВ гумитов. В продуктах генерации преобладают гомологи метана. Данное исследование не только указывает на активизацию пика нафтидогенеза террагенного ОВ при значительно более высоких термобарических условиях, но поясняет характер перестройки керогена с учётом продуктов генерации.

Приведенные выше работы позволили применить общие положения осадочно-миграционной теории к террагенному ОВ - выделить стадийность нафтидогенеза и его продукты, установить положение пика генерации, проследить карбонизацию с ростом катагенеза и др. Однако, указанные исследования не давали полной уверенности в точности последовательности отбора проб и однородности мацерального состава коллекций. В 1964-1970 гг. при проведении исследований в Виллюйской гемисинеклизе, где к тому времени были открыты газовые и газоконденсатные месторождения, А.Э. Конторович в работе, выполненной совместно с В.В. Казариновым, Р.Е. Мачинской, Д.П. Сидоровым и О.Ф. Стасовой (1967) пришел к выводу, что углеводородные газы и метановые, парафинистые нефти триаса и верхов палеозоя имеют своим источником угленосные и субугленосные, обогащенные террагенным органическим веществом нефтегазопроизводящие отложения перми. Эта идея получила последующее обоснование и развитие в ряде работ [Конторович и др., 1971в, 1974; Геология нефти и газа..., 1981]. В 70-е годы прошлого века этот результат получил дополнительное обоснование в работах А.Н. Изосимовой, Е.И. Бодунова, В.А. Каширцева и др. [Изосимова и др., 1982; Бодунов и др., 1990]. Наличие такой мощной депрессии с доказанной газоносностью

на окраине Сибирской платформы не могло не привлечь внимания геологов и ученых. В начале восьмидесятых годов XX века при оценке перспектив нефтегазоносности Вилюйской гемисинеклизы в ПГО «Ленанефтегазгеология» (А.М. Зотеев, В.Е. Бакин) по рекомендации ВНИГРИ, ИГГ АН СССР, ИГ ЯНЦ СО РАН, СНИИ-ГГИМС было принято решение оценить перспективы нефтегазоносности пермского осадочного комплекса в целом. В 1983-1984 гг. на Средне-Вилюйской площади была пробурена самая глубокая в Восточной Сибири поисковая скважина №27, которая вскрыла полный разрез верхнепалеозойских отложений толщиной 3,3 км. В скв. №27 кровля перми вскрыта на глубине 3226 м, подошва - в отложениях карбона (юрэнская толща). Забой скважины находится на глубине 6519 м.

Верхнекаменноугольные и пермские отложения образуют практически однородную по литологии и генезису угленосную и субугленосную терригенную толщу, обогащенную ископаемыми остатками высшей наземной растительности – террагенным органическим веществом. Террагенный генезис ОВ пермских и каменноугольных отложений этого комплекса был неоднократно подтвержден (раздел 1.2 настоящей главы), в том числе и представленными в данной рукописи исследованиями (Глава IV). Таким образом, пермский комплекс Вилюйской гемисинеклизы явился прекрасным объектом для изучения превращений террагенного органического вещества в позднем мезо- и апокатагенезе (отражательная способность витринита в разрезе меняется от 1,03 до 4,8 %). Подробное описание исследований РОВ верхнепалеозойского комплекса, вскрытого сверхглубокой скважиной Средневилюйская-27, в условиях высоких градаций катагенеза представлены в разделе «1.2 Геохимическое изучение террагенного органического вещества на примере объекта исследований». Ранее получить такие результаты не представлялось возможным, поскольку в регионе скважинами не были вскрыты единые разрезы, в которых можно было проследить изменение террагенного ОВ в широком диапазоне градаций катагенеза. Если ранее изучались разные зоны и разные бассейны, а главное не строго идентичные угли по мацеральному составу, здесь был получен полный, относительно гомогенный в плане литологии и типа ОВ разрез. Продолже-

нием этих работ являются материалы, представленные в Главе IV настоящей рукописи, где благодаря новейшим геохимическим методам и обширному геологическому материалу удалось развить и дополнить, а также обогатить новыми данными представления об эволюции террагенного органического вещества в рамках современной осадочно-миграционной теории.

2. Геохимическое изучение террагенного органического вещества на примере объекта исследований

Гипотезы о ведущей роли верхнепалеозойских нефтегазопроизводящих пород в формировании газовых и газоконденсатных месторождений Хапчагайского мегавала датируются концом 60-х - началом 70-х годов прошлого века и приурочены к этапу промышленного их освоения. Одним из первых комплексированных сообщений по геохимической характеристике углеводородов Хапчагайского поднятия Вилуйской гемисинеклизы была работа А.Э. Конторовича, В.В. Казаринова и др. по изучению нефтей, газов, конденсатов и вод Средневилуйской и Неджелинской площадей [Казаринов и др., 1967]. Наиболее важным результатом данной работы стало разделение нефтей и конденсатов данного района на две группы: нижне-среднеюрскую и нижнетриасовую (впоследствии к ней были отнесены и верхнепермские скопления УВ). Последняя, наиболее распространённая на территории гемисинеклизы, по предположению авторов была отнесена к пермским материнским формациям по ряду факторов: парафинистые нефти, как правило, генетически связаны с террагенными (гумусовыми) производящими формациями; исключая случаи вторичного залегания, они приурочены к отложениям, преобразованным до градаций $МК_1^2$ - $МК_2$ [Казаринов и др., 1967]. Впоследствии эта гипотеза получила развитие в обобщающих работах А.Э. Конторовича, И.Д. Поляковой, П.А. Трушкова, О.Ф. Стасовой, В.П. Даниловой, Л.И. Богородской, А.С. Фомичева и др. по геохимии мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири [Конторович и др., 1971в, 1974]. В них представлены детальные физико-химические исследования нафтидов разновозрастных формаций Восточной и Западной Сибири, и на их

основании произведена типизация нефтей с привязкой к производящим формациям. Согласно представленным данным углеводородные скопления Вилуйской гемисинеклизы относятся к первому типу (по классификации авторов): существенно алифатические, обогащенные высококипящими n-алканами, лёгкие нефти с аренами преимущественно незамещёнными, сильно конденсированными. Именно этот тип характерен для ниже-среднеюрских угленосных отложений Западной Сибири, встречается в девонских породах Минусинской впадины, отложениях пермского возраста Кузнецкой впадины, а также в нижней и средней юре Туранской и Скифской плит [Конторович и др., 1974]. Общими чертами этих нефтей являются: постдевонский возраст (начало обширного распространения наземной растительности); залегание в континентальных угленосных формациях; уровень катагенеза $МК_1^2$ - $МК_2$. Вышесказанное приводит к логичному заключению о связи этих УВ-скоплений с обогащенными органическим веществом угленосными верхнепермскими материнскими породами. Здесь же, на основании обобщения аналитических данных по распределению органического углерода, битуминологии и определениям уровня зрелости, авторам удалось предположить объемы генерации, которых достигали нефтегазопроизводящие отложения верхнего палеозоя: 2000 тыс. т/км² жидких и 1500-2000 млн м³/км² газообразных УВ, предполагаемая эмиграция составила 163 млрд т нефти и 216 трлн м³ газа [Конторович и др., 1974].

С начала 80-х публикуются первые работы, посвященные исследованию РОВ на больших глубинах. В 1981 году в журнале «Геология и геофизика» вышла статья Г.Н. Перозио, И.Д. Поляковой, Л.И. Богородской, Е.И. Соболевой «Закономерности катагенеза органического вещества и вмещающих пород». Авторами были изучены терригенные отложения и рассеянное в них ОВ. В лабораториях СНИИГ-ГиМС были проведены исследования верхнепалеозойских и мезозойских отложений Вилуйской гемисинеклизы в интервалах глубин 1100 - 4516 м: отражательной способности витринита (150 образцов); элементный состав керогена, кислородных функциональных групп, выход летучих веществ в нерастворимом в хлороформе органическом веществе (30 образцов); изучены типы зерновых контактов и катаге-

нетических показателей в породах методами количественного стадийного анализа (100 образцов). Авторами были установлены границы катагенетических зон посредством комплексов геохимических и минералого-структурных показателей. Совокупность углепетрографических и химических исследований позволила им наметить ряд зон, нашедших отражение в соответствующей шкале катагенетических превращений ОВ в осадочном комплексе Вилюйской гемисинеклизы. Зона I, отвечающая этапу протокатагенеза (ПК), распространяется до глубины 1800 м; II зона выделена в интервале глубин 1800-3300 м и отвечает началу мезокатагенеза (градация МК₁¹); III — развита на глубинах 3300-3660 м и соответствует второму подэтапу раннего мезокатагенеза (градации МК₁¹ - МК₁²); зона IV выделяется на глубинах 3660—4100 м и характеризуется превращениями ОВ позднего подэтапа начального мезокатагенеза; после глубины 4100 м и до 4516 м установлены катагенетические превращения ОВ среднего этапа мезокатагенеза (градация МК₂), соответствующие V зоне [Перозио и др., 1981].

Позднее в 1988 году в журнале «Советская геология» была опубликована статья «Превращения органического вещества в мезо- и апокатагенезе», в которой были приведены результаты исследований керна скважины Средневилюйская-27. Авторами (А.Э. Конторович, И.Д. Полякова, М.М. Колганова, Е.И. Соболева) была изучена коллекция из 35 образцов с применением широкого спектра химических, физических и петрографических методов. В работе приведены границы градаций катагенеза, а также дано описание характера изменений ОВ: до 3000 м – градация МК₁¹, 3000-4000 м - МК₁², 4000-4500 м - МК₂, 4500-4800 м - МК₃¹, 4800-5100 м - МК₃², 5100-5500 м - АК₁, 5500-6000 м - АК₂, 6000-6519 м - АК₃. В статье отмечается, что в начальном и среднем мезокатагенезе, особенно на градациях МК₁²-МК₂, довольно активно шла генерация жидких УВ. На заключительных этапах мезокатагенеза заметную роль приобрела их деструкция, ставшая в апокатагенезе преобладающей (последняя в свою очередь идет в двух направлениях: с одной стороны, это дальнейшее разукрупнение, упрощение структуры, с другой - конденсация отдельных блоков, в основном ароматических, укрупнение структуры). Приводятся данные, что на больших глубинах в апокатагенезе количественный результат миграции

отчасти сохраняется. В песчаниках и алевролитах с глинистым цементом концентрации битумоида почти на порядок выше, чем в других породах угленосной формации. Качественный результат миграции нивелируется. Независимо от типа вмещающих пород и вариации концентраций битумоида своеобразный облик последнего устойчиво сохраняется. По геохимическим данным предположено, что диапазон распространения залежей газоконденсата может быть расширен за счет глубоких частей разреза. Выше уже приводилось обоснование того, что, нефти, газы и газоконденсаты нижнетриасовых и верхнепермских месторождений Виллюйской гемисинеклизы генерировались угленосными толщами верхнего палеозоя на всех этапах мезокатагенеза. Одной из характеристик этих нефтей было присутствие повышенных концентраций полициклических ароматических углеводородов, которые обнаружены в больших количествах в битумоидах до глубины 5300 м, соответствующей началу апокатагенеза [Конторович и др., 1988].

В 1990 году в сборнике научных трудов «Нефтегазоносность и вопросы освоения месторождений нефти и газа Якутии» была опубликована статья «Преобразование органического вещества пермских и каменноугольных отложений Виллюйской гемисинеклизы на больших глубинах», материалом которой послужили образцы скважины Средневиллюйская-27. Исследованием занимались Е.И. Бодунов, И.Н. Зуева, В.А. Каширцев, Н.А. Уткина, П.Д. Зыкова, И.Н. Андреев, А.Б. Бочковская, В.А. Козлова. Авторами были изучены 8 образцов и выполнены детальные химико-битуминологические исследования. В статье представлены следующие результаты изучения битумоидной части ОВ: в очередной раз подтверждён террагенный (гумусовый) характер исходного материала, на что указывает низкое содержание водорода в элементном составе ХБ, высокие значения коэффициентов поглощения ароматических структур как в нефракционированном битумоиде, так и в его масляной и смолистой частях, а также характер распределения насыщенных УВ; в битумоидах аргиллитов, отобранных ниже глубины 4300 м, распространение индивидуальных углеводородов существенно меняется, на хроматограммах масляных фракций появляются интенсивные пики алкил-бензолов, превышающие близко

элюирующиеся пики n-алканов; на больших глубинах фитан начинает доминировать над пристаном (пристан/фитан - 0,5) [Бодунов и др., 1990].

Сообщение, посвящённое изучению дебитуминизированного, обогащённого соляной и плавиковой кислотами нерастворимого ОВ (керогена) верхнего палеозоя по материалам скв. Средневилюйская-27, было представлено в 1991 году И.Д. Поляковой, Л.И. Богородской и Е.И. Соболевой [Полякова и др., 1991]. Помимо общих выводов, подтверждающих ранее установленные закономерности (существенно гумусовый состав или III тип по [Тиссо, Вельте, 1981]; преобладание полиароматических структур над алифатическими; преимущественно газогенерационный потенциал ОВ) авторами была представлена схема эволюции нерастворимой части органического вещества (НОВ) в процессе катагенеза на основании элементного состава, качественного и количественного изменения кислородсодержащих групп. Так, на градации МК₁¹ преобразование НОВ связано, помимо dealкилирования, с процессами декарбоксилирования и дегидроксилирования, а уже на МК₁² (НОВ лишённое карбоксильного кислорода) потери кислорода, по всей видимости, вызваны разрывами энергетически малоемких мостиковых связей. В результате этого «разрыхления» (вследствие разрыва простых эфирных связей) на более поздних градациях МК₂-МК₃² структурные единицы керогена объединяются уже через углерод-углеродные связи [Полякова и др., 1991]. Таким образом при повышении карбонизации, конденсировании структуры и потери большей части водорода уже к концу мезо- началу апокатагенеза приводит к потере веществом практически полностью и газогенерационного потенциала.

Помимо указанных работ публиковались и краткие сообщения о характере изменения остаточного генерационного потенциала органического вещества с ростом катагенеза. В.Н. Меленевским с соавторами (1989) рассмотрены закономерности изменения пиролитических характеристик и результатов изучения электронного парамагнитного резонанса (ЭПР). Некоторое обобщение нефтегазоносности больших глубин подведено И.Д. Поляковой с группой исследователей (1999) при сравнении сверхглубоких скважин Тюменская СГ-6, Средневилюйская-27 и Берта-

Роджерс (США). Авторами подробно рассмотрен характер изменения генерационного потенциала с ростом катагенеза, а именно его закономерный спад с повышением уровня преобразованности.

Таким образом, пермский комплекс Вилюйской гемисинеклизы является прекрасным объектом для изучения превращений террагенного органического вещества в позднем мезо- и апокатагенезе. И хотя впервые на это обстоятельство обратили внимание специалисты СНИИГГИМС [Конторович, и др., 1988], аналитические возможности 80-х годов прошлого века не позволяли выполнить эти исследования с необходимой глубиной и тщательностью. В последние годы ИНГГ им. Трофимука СО РАН вернулся к изучению этого объекта, в том числе при участии автора настоящей рукописи. Представленная соискателем работа продолжает данный цикл изысканий по материалам верхнепалеозойского комплекса Вилюйской гемисинеклизы (скв. Средневилюйская-27) с применением наиболее современных методов в органической геохимии. Важнейшие результаты этих исследований изложены в главе IV настоящей работы.

Глава 2. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

1. Фактический материал и техническое оснащение

Объектом исследования в настоящей работе является терригенное ОВ верхнепалеозойских отложений Вилюйской гемисинеклизы, вскрытых сверхглубокой скважиной Средневилюйская-27. По результатам изучения 71-го образца пород из скважины необходимо установить последовательность изменения геохимических параметров ОВ, произошедшего от высшей наземной растительности, в процессе его созревания от середины мезо- до апокатагенеза. Имеющаяся коллекция позволяет исследовать неразрывную цепь превращений практически однородного по вещественно-петрографическому (мацеральному) составу вещества в согласно залегающих терригенных породах пермского (до верхов карбона) возраста. Комплекс методов, применявшийся для выполнения поставленных задач, широко распространен и хорошо зарекомендовал себя в отечественной и мировой практике, что снижает вероятность ошибки и позволяет применять полученные знания повсеместно.

Аналитическое изучение рассеянного органического вещества (РОВ) проведено по схеме, применяемой в лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН) [Борисова и др., 2019], которая включает определения: концентраций органического углерода в породе и его изотопного состава, уровня зрелости, пиролитических характеристик, хромато-масс-спектрометрии насыщенной и ароматической фракций хлороформенного битумоида, а также его группового состава. Построение детального разреза скважины проводилось с использованием данных геофизического исследования (ГИС), материалов из дела скважины, фотографий керна и привлечением опубликованной литературы. Численное моделирование выполнено на основании данных, полученных вышеуказанными методами, в программном обеспечении, соответствующем мировым стандартам.

Исследования и анализ полученных результатов были выполнены в ИНГГ СО РАН. Одним из направлений его работ является изучение нефтематеринских пород методами органической геохимии с целью оценки перспектив нефтегазоносности осадочных отложений, а также познания закономерностей процесса нефтегенеза. Для изучения органического вещества Институт обладает современным аналитическим оборудованием и способен проводить детальные геохимические исследования на мировом уровне. Коллектив геохимиков Института неоднократно успешно выполнял работы по научным проектам. Методики исследования подробно изложены в работах Н.Б. Вассоевича, Д. Вельте, А.Э. Конторовича, Н.В. Лопатина, В.Н. Меленевского, Дж.М. Молдавана, А.А. Петрова, К.Е. Петерса, В.А. Успенского, Б. Тиссо, Дж. Эспиталье и других.

Оборудование:

- пиролитический анализатор Source Rock Analyzer SRA – TPH/TOC фирмы Weatherford Laboratories для определения суммарного выхода пиролитических углеводородов и общего содержания органического углерода;

- УВ-биомаркеры изучались с помощью хромато-масс-спектрометрического метода на системе, состоящей из газового хроматографа 6890 с масс-селективным детектором Agilent 5973N;

- экспресс-анализатора на углерод АН-7529, для определения содержания органического углерода;

- микроскоп-спектрофотометр МСФП-2, для определения отражательной способности витринита в полированных аншлифах.

Фактический материал:

- данные ГИС по скважине Средневиллюйская-27, сканы дела скважины с основными результатами бурения;

- 71 образец пород из скважины Средневиллюйская-27 (глубины 3370-6458);

- набор подготовленных шлифов и аншлифов по образцам пород из скважины;

- результаты геохимического исследования ОВ по указанным образцам: содержание органического углерода ($C_{\text{орг}}$) и его изотопный состав ($\delta^{13}\text{C}$); уровень зрелости органического вещества (R°_{vt}); его пиролитические характеристики (S_1 , S_2 , HI , T_{max}); масс-спектры и соотношения УВ-биомаркеров в ароматической и насыщенной фракциях хлороформенного битумоида и данные по его групповому составу (УВ-СМ-АСФ).

Программное обеспечение:

- пакет MSDchem для изучения масс-спектров алифатических и ароматических УВ, в том числе молекул биомаркеров;
- библиотека индивидуальных углеводородных соединений Национального Института Стандартов NIST-08;
- пакет Genex, используемый для одномерного моделирования истории погружения и процессов генерации (на базе НГУ);
- пакет CoreIDRAW с модификациями для детального изучения каротажных диаграмм.

2. Определение содержания органического углерода в породе

Дробленая до размерности 0,25 мм проба породы взвешивается и затем обрабатывается 10 % соляной кислотой до полного разрушения карбонатов. Нерастворимый остаток (НО) на воронке с бумажным фильтром многократно промывается дистиллированной водой. Предварительно фильтр взвешивают. Контроль обезкарбонированности образца тестируется кислотно-щелочным индикатором – метиловым оранжевым (метилоранж, гелиантин). Фильтр с НО сушится в печи при температуре 100 °С. На аналитических весах определяют массу фильтра и НО. По разности рассчитывают НО (сначала в мг, затем в % на породу). Сухой порошок НО аккуратно снимают без повреждения фильтра и далее используют для весового определения органического углерода в бескарбонатном веществе с помощью экспресс-анализатора на углерод АН-7529. В анализаторе применяется метод автоматиче-

ского титрования по величине рН. Функциональная схема принципа работы приведена на Рисунке 2, принципы работы взяты из «Руководства по эксплуатации экспресс-анализатора на углерод АН-7529» [Руководство по эксплуатации..., 2001]. Навеска НО в керамической лодочке сжигается в трубчатой печи (1) при температуре 1000-1100 °С в токе очищенного от примесей кислорода. Образовавшийся при сгорании углекислый газ уносится потоком газа-носителя в электролитическую ячейку (2) датчика и поглощается раствором (3), вызывая его закисление. Это приводит к изменению электродвижущей силы электродной системы (4,5) и соответствующему изменению выходного напряжения рН-метра (6), которое затем преобразуется в импульсы напряжения (7). Затем импульсы напряжения преобразуются в импульсы тока (8) протекающие по участку цепи (10-12-11-3-9). Импульсы тока вызывают восстановление ионов водорода на катоде, нейтрализуя кислоту, образующуюся при поглощении углекислого газа. Количество электричества, потребовавшееся для нейтрализации, фиксируется пересчетным и индикаторным устройством (13), отградуированным в % массовой доли углерода. В программе прибора заложена оценка потерь, аналитик регистрирует значения $C_{\text{орг}}$ в % на нерастворимый остаток с экрана монитора. Далее рассчитывается концентрация органического углерода в % на породу.

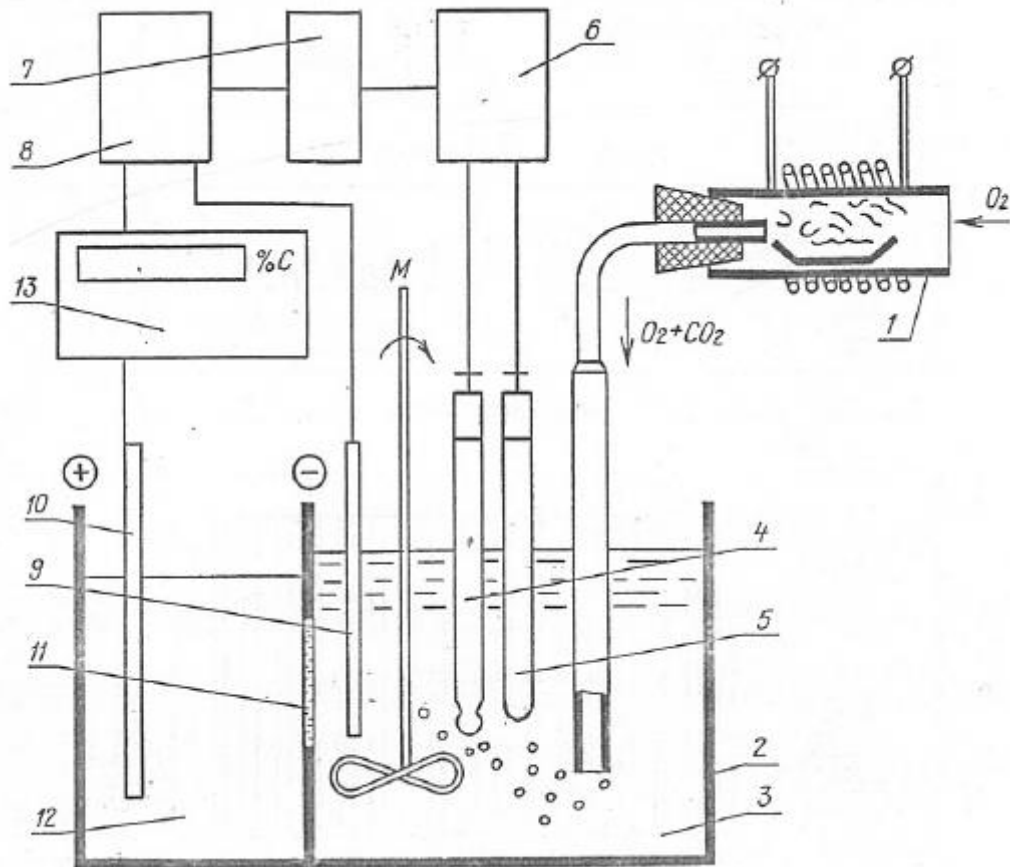


Рисунок 2 – Функциональная схема экспресс-анализатора [Руководство по эксплуатации..., 2001]. Обозначения: 1 – трубчатая печь, 2 – электролитическая ячейка, 3 – поглотительный раствор, 4 – измерительный электрод, 5 – вспомогательный электрод, 6 – высокоомный усилитель рН-метра, 7 – преобразователь импульсов напряжения в импульсы силы тока, 8 – стабилизатор тока, 9 – катод, 10 – анод, 11 – проницаемая для тока перегородка, 12 – вспомогательный раствор, 13 – интегратор тока (пересчетное и индикаторное устройство, М – мешалка

3. Пиролиз

При диагностике нефтематеринских пород широкое распространение получил пиролитический метод в варианте "Rock-Eval". Он главным образом ориентирован на выделение осадочных отложений, обладающих высоким нефтегенерационным потенциалом, а также позволяет рассчитать кинетические характеристики керогена, оценить уровень катагенетической преобразованности и содержания органического углерода. Главным преимуществом этого подхода является скорость выполнения анализов. Кроме того, существуют модификации для его применения непосредственно при бурении скважин, что позволяет оперативно получать геохимическую информацию о разрезе. Метод основан на разложении органического вещества при повышении температуры без доступа кислорода. В процессе анализа получают пирограмму (Рисунок 3) – кривую с тремя пиками: S_1 , S_2 , S_3 (для вариантов дополнительного цикла окисления). Регистрация пиков выполняется за счет пламенно-ионизационного детектора (ионизация при реакции горения водорода и кислорода).

Согласно работам [Тиссо, Вельте, 1981; Peters, 1986; Лопатин, Емец, 1987; Меленевский, 1991] в процессе нагревания первыми высвобождаются (десорбируются с поверхности) свободные УВ. Их выход соответствует пику S_1 (мг УВ/г породы) и происходит в начальную фазу нагревания (80-300°C). При дальнейшем нагреве (300-600°C), следующем после термического испарения свободной части, ОВ разрушается и происходит новообразование УВ (крекинг). Новообразованные при пиролизе УВ формируют пик S_2 (мг УВ/г породы). Считается, что S_2 выражает нереализованный нефтегазогенерационный потенциал, который может быть реализован при дальнейшем созревании материнских пород. Смещение максимума второго пика в направлении более высоких температур является показателем увеличения степени катагенеза ОВ. Третий пик на пирограмме (S_3) отображает количество двуокиси углерода (CO_2), как правило замеряется в интервале 300-390°C. Основные параметры, получаемые методом пиролиза приведены в Таблице 1.

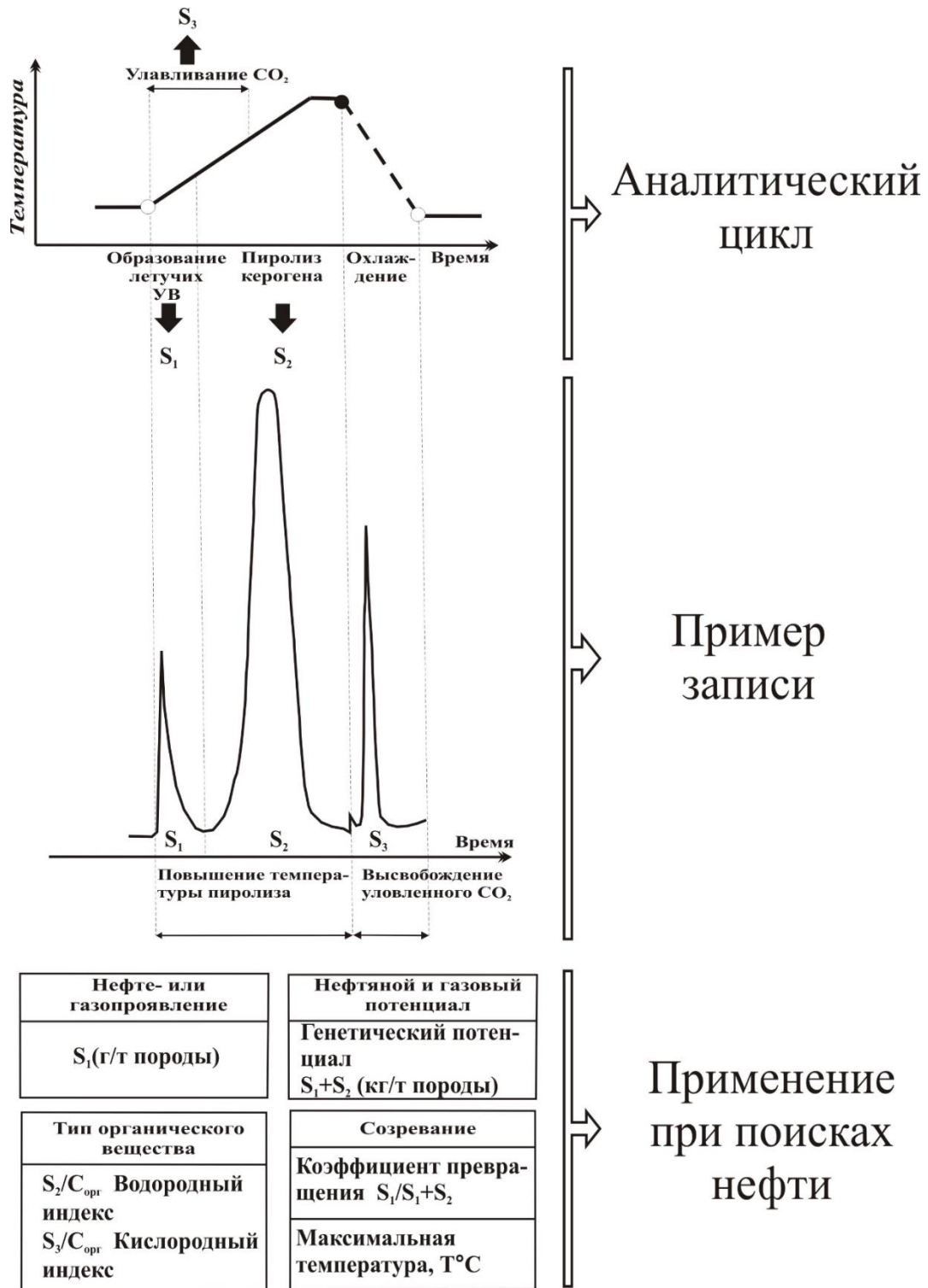


Рисунок 3 – Последовательность операций и пример записи данных, полученных с помощью пиролитического метода Эспиталье и др. применительно к поискам нефти [Тиссо, Вельте, 1981]

Отношение $S_1/(S_1+S_2)$ - коэффициент преобразованности или индекс продуктивности PI. По мере созревания ОВ количество свободных УВ в породе увеличивается, а остаточный потенциал уменьшается, при этом материнские породы будут

обладать значительно большим пиком S_2 , в то время как пик S_1 наибольший в нефтенасыщенных породах или имеющих высокое содержание битумоида. $PI > 0,5$ считается признаком промышленной нефтеносности отложений. По мнению [Лопатин, Емец, 1987], высокий индекс продуктивности в глинистых нефтематеринских отложениях свидетельствует об активно протекающих процессах перераспределения новообразованной микронефти; он характерен также для ОБ, прошедшего главную зону нефтеобразования.

Имея данные пиролиза ОБ и зная точные значения $C_{орг}$, можно оценить содержание водорода и кислорода в ОБ. Они выражаются водородным ($HI = (S_2/C_{орг}) * 100$) и кислородным ($OI = (S_3/C_{орг}) * 100$) индексами соответственно. По мере созревания ОБ происходит закономерное уменьшение этих индексов, причем для аквагенного ОБ преимущественно водородного (HI), для террагенного - кислородного (OI) [Espitalie et.al, 1977].

Таблица 1 – Основной набор параметров, получаемый пиролитическим методом варианта Rock-Eval

S_1	Свободные УВ, до 300°C, мг УВ/г породы
S_2	УВ-продукты пиролиза керогена и смолисто-асфальтовых веществ, 300-650°C, мг УВ/г породы
PI	Индекс продуктивности, $S_1/(S_1+S_2)$
T_{max}	Температура максимального выхода УВ при пиролизе керогена, °C
$C_{орг}(TOC)$	Содержание органического углерода в породе, % масс
HI	Водородный индекс, мг УВ/г $C_{орг}$
OI	Кислородный индекс, мг CO_2 /г $C_{орг}$

Водородный индекс характеризует нефтегенерационный потенциал и даёт некоторые представления о типе ОБ, но определение генезиса данным методом не

является наиболее надежным, и носит скорее оценочный характер. Такая погрешность связана с тем, что в процессе катагенеза часть изначального потенциала реализуется, и чем сильнее преобразовано ОВ, тем больше разница между современным и исходным значениями. В зависимости от остаточного нефтегенерационного потенциала керогена (НІ, мг УВ/г $C_{орг.}$) нефтематеринские отложения подразделяются на следующие типы [Лопатин, Емец, 1987]:

- 1) превосходный – > 600;
- 2) богатый – 600-400;
- 3) средний – 400-200;
- 4) умеренный – 200-150;
- 5) бедный – < 150.

В работе [Espitalie et al., 1985] предлагается оценивать уровень зрелости ОВ с помощью графика зависимости НІ от величины T_{max} , поскольку с ростом катагенеза наблюдается постепенное увеличение значений этого параметра (смещение пика S_2 по оси температуры на пирограмме). Установлены следующие значения T_{max} : менее 430°C – зона незрелого керогена (протокатагенез); в диапазоне 430-465°C – главная зона нефтеобразования («нефтяное окно», начало – середина мезокатагенеза); более 465°C – главная зона газообразования («газовое окно», конец мезокатагенеза – начало апокатагенеза) [Тиссо, Вельте, 1981]. Несмотря на разброс значений T_{max} и разную интенсивность их изменения у террагенного и аквагенного ОВ [Меленевский, 1991] наблюдается монотонное линейное увеличение этого параметра с ростом катагенеза и, соответственно, с глубиной.

Таким образом, данные пиролиза являются обобщенными характеристиками ОВ: низкотемпературный пик S_1 соответствует массе УВ, сгенерированных в процессе катагенеза, а высокотемпературный пик S_2 соответствует остаточному нефтегазогенерационному потенциалу, который может быть реализован при дальнейшем (от настоящего времени) катагенетическом преобразовании ОВ в природных условиях; сумма (S_1+S_2) является количественной мерой суммарного органического вещества материнских отложений; температура максимального выхода УВ (T_{max})

дает информацию о степени катагенетической преобразованности; общее содержание органического углерода ($C_{орг}$) вычисляется, с учетом того, что 83% в элементном составе УВ пиков S_1 , S_2 приходится на углерод. В Таблице 2 приведена качественная классификация пород по величине пиролитических параметров S_1 и S_2 , а также содержанию $C_{орг}$.

Таблица 2 – Сравнительная характеристика нефтематеринских отложений по содержанию $C_{орг}$ в породе и пиролитическим характеристикам ОВ [Лопатин и др., 1997]

	Качество		$C_{орг}$ (% вес)	S_1 (мг УВ/г $C_{орг}$)	S_2 (мг УВ/г $C_{орг}$)*
	Нефтегенера- ционный потенциал материнской породы	плохое	ничтожное	< 0,2	0,0 – 0,2
бедное			0,2 – 0,5	0,1 – 0,5	1,0 – 2,5
удовлетво- рительное		невысокое	0,5 – 1,0	0,5 – 1,0	2,5 – 5,0
		умеренное	1,0 – 2,0	1,0 – 1,5	5,0 – 10,0
		богатое	2,0 – 5,0	1,5 – 3,0	10,0 – 25,0
отличное		очень богатое	5,0 – 10,0	3,0 – 5,0	25,0 – 50,0
	превосходное	> 10,0	> 5,0	> 50,0	

* приведенные данные соответствуют ОВ II-го типа в начале ГЗН.

4. Определение отражательной способности витринита

Роль катагенеза в современной осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа на сегодняшний день прочно устоялась в качестве одного из ведущих факторов, контролирующих формирование, сохранение, фазовое состояние и общий состав залежей углеводородов. В главе I уже была рассмотрена зависимость интенсивности генерации жидких и газообразных УВ, а также распределения разведанных ресурсов от глубины залегания и степени катагенеза на примере различных нефтегазоносных бассейнов [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967б; Конторович, Трофимук, 1976; Тиссо, Вельте, 1981].

В основе разделения стадийности процесса катагенеза лежит углемарочная шкала (ГОСТ-12113-94), примеры разделения на градации по версиям различных авторов представлены в Таблице 3. Обоснование принципиальной близости каустобиолитов к их концентрированным формам – углям и горючим сланцам приведено в работе [Успенский и др., 1964]. Это позволило проводить определения зрелости ОВ на основе углепетрографических методов. При формировании понятия ГЗН были установлены примерные интервалы температур стадий превращения ОВ (до жирной, по углемарочной шкале, или МК₂, по А.Э. Конторовичу) [Конторович и др., 1967а]. Позже было приведено приближенное соотношение минимальных палеотемператур и отражательной способности витринита, предложенное И.И. Аммосовым с соавторами (1971) (Таблица 4). Так как процесс созревания необратим, при достижении ОВ определенных градаций можно характеризовать его тепловую историю.

Таблица 3 – Обозначения градаций катагенеза, применяемые российскими исследователями

Этапы	Под этапы	Градации катагенеза		Марки углей	$R^0_{vt}, \%$
литогенеза		Вассоевич, 1977	Конторович, 1976	ГОСТ-12113–94	на начало градации
катагенез	прото	ПК ₁	ПК ₁	Б ₁	0.25
		ПК ₂	ПК ₂	Б ₂	0.3
		ПК ₃	ПК ₃	Б ₃	0.4
	мезо	МК ₁	МК ₁ ¹	Д	0.5
		МК ₂	МК ₁ ²	Г	0.65
		МК ₃	МК ₂	Ж	0.85
		МК ₄	МК ₃ ¹	К	1.15
		МК ₅	МК ₃ ²	ОС	1.55
	апо	АК ₁	АК ₁	Т	2
		АК ₂	АК ₂	ПА	2.5
		АК ₃	АК ₃	А	3.5
		АК ₄	АК ₄		5

Таблица 4 – Палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита [Аммосов и др., 1971]

Градации	R_{vt}° , %	Палеотемпе- ратуры, $^{\circ}C$	Града- ции	R_{vt}° , %	Палеотем- пературы, $^{\circ}C$
МК ₁ ¹	0,52	95	МК ₃ ¹	1,17	190
	0,55	100		1,22	195
	0,57	110		1,27	200
	0,59	115		1,32	200
	0,62	120		1,37	205
	0,64	125		1,42	210
МК ₁ ²	0,67	130	МК ₃ ²	1,47	210
	0,7	135		1,51	215
	0,73	140		1,56	215
	0,76	145		1,61	220
	0,8	150		1,66	220
	0,83	155		1,71	225
МК ₂	0,87	160	МК ₃ ²	1,76	225
	0,9	165		1,81	230
	0,94	170		1,86	230
	0,97	175		1,92	230
	1,01	180	АК ₁	1,98	230
	1,05	180		2,04	235
	1,09	185		2,1	235
	1,12	190		2,15	235

В настоящей главе приведены примеры того, что уровень катагенеза ОВ и вмещающих пород можно определить пиролитическими или биомаркерными показателями, но наиболее точный и проверенный метод для этой цели – определение отражательной способности витринита (или его аналогов). Они приняты в качестве стандартов для диагностики уровня зрелости ОВ. Поэтому в настоящее время российскими и зарубежными исследователями используется в основном отражательная способность витринита, реже других мацералов. В основу этой методики положена одна из главных особенностей фрагментов органического вещества – усиление отражательной способности с ростом катагенеза, что обусловлено степенью уплотнения вещества под действием термобарических факторов. Отражательная способность, или показатель отражения (R) измеряется с помощью фотоэлектронных умножителей и эталонов (оптические стекла) в воздушной (R^a) или (чаще всего) иммерсионной (R°) средах при перпендикулярном падении света на хорошо отполированную поверхность препарата (аншлифа). Отражательная способность - отношение интенсивности отраженного света (J_o) к падающему (J_n), принимаемому за единицу или за 100 % ($R = J_o/J_n$), ее принято выражать в процентах (взято из [Фомин, 2011]). В лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН замеры отражательной способности проводятся на микроскопе-спектрофотометре МСФП-2 при длине волны 546,1 нм в иммерсионной среде. Диапазон погрешностей измерений отражательной способности однородных мацералов при стабильной работе установки и правильно подобранном эталоне: в мезокатагенезе – порядка 0,2 % и 0,4-0,5 % в апокатагенезе (R^a -воздушная среда), в иммерсии (R°) – соответственно 0,01 и 0,15-0,20 %.

5. Групповой анализ, газожидкостная хроматография, хромато-масс-спектрометрия, масс-спектральный анализ

Для приведения анализа группового состава и хромато-масс-спектрометрии из образцов породы извлекается растворимая в органических растворителях часть.

Раздробленная порода помещается в специальную ёмкость, заливается растворителем (в рамках представленной работы битумоид извлекался хлороформом, $b_{\text{хл}}$) и подвергается центрифугированию. Процедура многократно повторяется для максимального выхода растворимой части [Конторович и др., 1967б]. После очищения от механических примесей и элементарной серы образцы передаются на следующий этап аналитических работ. Асфальтены и асфальтогеновые кислоты осаждаются петролейным эфиром (в соотношении 40:1 по отношению к массе образца) на бумажных фильтрах. Затем последние отделяются горячим этиловым спиртом. Мальтеновая часть разделяется на фракции в хроматографических колонках, заполненных силикагелем. После последовательной пропитки силикагеля растворителем и пробой из него петролейным эфиром вымывают насыщенную фракцию, затем смесью петролейного эфира и бензола (9:1) – ароматическую. На завершающем этапе растворителями вымываются смолы: бензольные – бензолом и спиртобензольные – спиртобензолом (1:1). Сумма всех продуктов принимается за 100% и из расчета индивидуальных содержаний получают доли группового состава битумоида (УВ-СМ-АСФ) [Успенский и др., 1975].

На стыке методов исследования масс-спектров индивидуальных химических соединений и хроматографии в середине прошлого столетия возник наиболее «молодой» инструмент современной органической геохимии – хромато-масс-спектрометрия (ХМС). Это физико-химический метод, суть которого заключается в фракционировании и ионизации молекул образца с последующей регистрацией образующихся ионов. Упрощенная схема прибора показана на Рисунке 4. Метод позволяет изучить индивидуальный состав углеводородов в РОВ и нефтях, их содержания и соотношения ключевых соединений, таким образом решая целый ряд задач нефтяной геологии:

- Корреляция в системах нефть-нефть, нефть-кероген и нефть-битумоид;
- Определение типа органического вещества;
- Определение условий седиментации и палеоклимата;
- Оценка уровня микробиальной переработки;
- Степень катагенетического изменения и др.

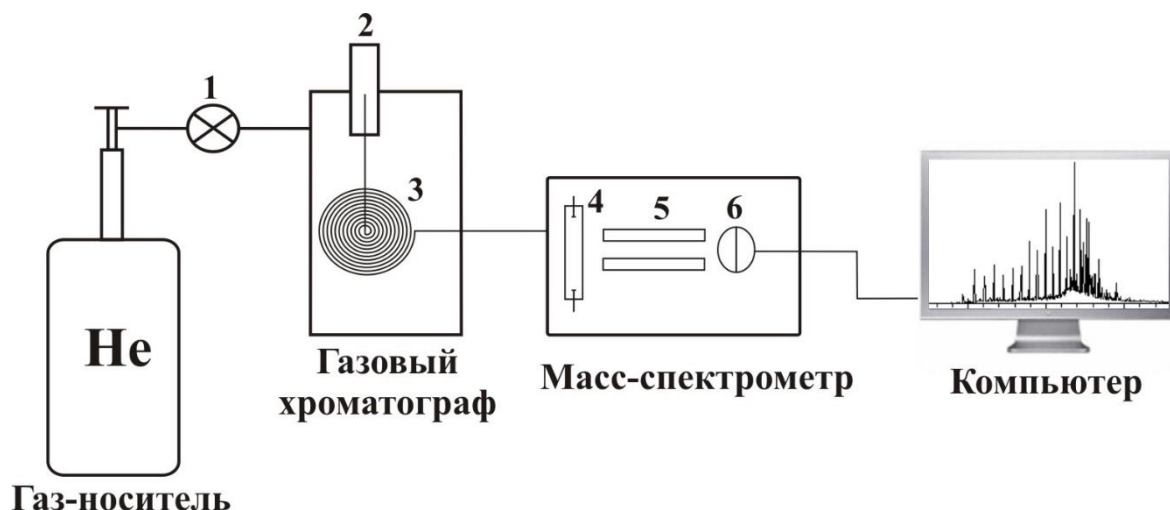


Рисунок 4 – Хромато-масс-спектрометрическая система [Каширцев, 2001]. Обозначения: 1 – регулятор давления, 2 – испаритель пробы, 3 – капиллярная колонка, 4 – источник ионов, 5 – анализатор масс (квадруполь), 6 – электронный усилитель

Объектом специальных исследований описываемого метода являются углеводороды-биомаркеры (УВ-БМ, биометки, хемофоссилии), благодаря своей способности наследовать реликтовые фрагменты от биопредшественников. Так, например, степень катагенетической преобразованности можно оценить по соотношению биологических и измененных под действием термобарических факторов соединений, а генетический тип по преобладанию молекул, соответствующих определенным биологическим видам. В настоящее время существует множество описаний и руководств по проведению ХМС и анализу полученных результатов, наиболее обширно они представлены в работах [Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Лебедев, 2003; Peters, Moldowan, 2005; Конторович и др., 2009; Гордадзе и др., 2012].

На первом этапе происходит хроматографическое разделение исследуемой пробы, основанное на распределении вещества между двумя фазами – неподвижной, с большой поверхностью, и подвижной, протекающей через неподвижную фазу. В зависимости от строения, у соединений будет разное время удерживания в колонке и, соответственно, разное время выхода на детектор. Регистрируемые на детекторе сигналы схематически показаны на Рисунке 5.

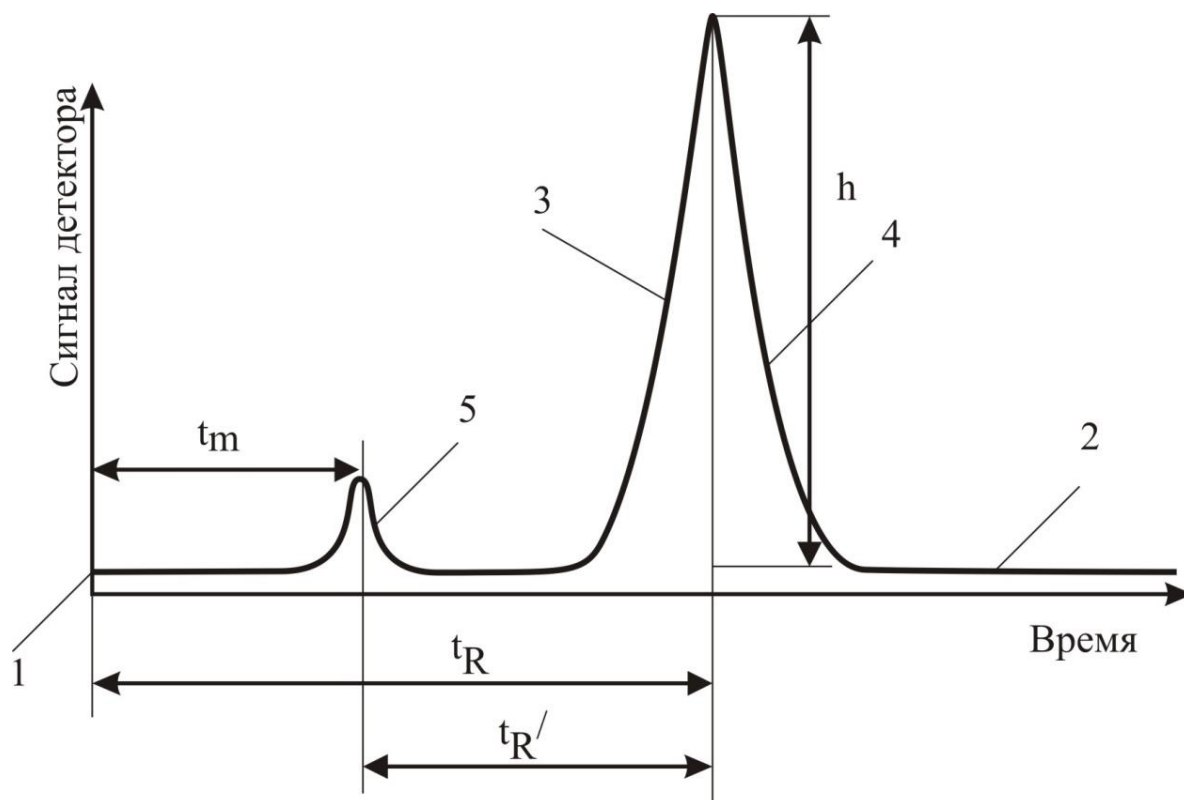


Рисунок 5 – Структура хроматографической записи. Обозначения 1 – точка ввода пробы; 2 – нулевая линия, (выход «чистой» подвижной фазы); 3 – фронт пика; 4 – тыл пика; 5 – пик несорбирующегося компонента; h – высота пика; t_R – время удерживания; t_m – время пребывания в подвижной фазе; t_R' – истинное время удерживания

Пик представляет собой участок хроматограммы, полученной при регистрации сигнала детектора одного или смеси нескольких неразделенных компонентов. Каждый пик обладает индивидуальным временем удерживания, областью возрастания сигнала (фронтом) и убывания (тылом).

Далее компоненты вводятся через сепаратор (для решения проблем разности давлений) в масс-спектрометр, где подвергаются электронному удару (от 10 до 70 эВ), в результате чего образуются молекулярные ионы (M^+). Такой молекулярный ион может подвергаться дальнейшей фрагментации (перегруппировке) с образованием других ионов. Фрагментарные ионы – это электрически заряженные продукты диссоциации материнского иона. Ионы, образованные в масс-спектрометре магнитного или квадрупольного типа, анализируются соответственно отношением

их массы к заряду (m/z). После прохождения через электронный усилитель регистрируется масс-спектр – диаграмма характерной фрагментации, которая отображает зависимость интенсивности сигнала от соотношения массы к заряду (m/z), соответствующая определенному пику хроматограммы (Рисунок 6). Поскольку заряд z обычно равен единице, отношение m/z в действительности отвечает массе иона. Также наличие масс-спектров позволяет получить из базовой хроматограммы по общему ионному току (TIC – суммарный сигнал всех ионов, образующихся в источнике, без их разделения) масс-фрагментограмму по характерному фрагментному иону (на оси ординат указывается интенсивность, т.е. насколько сильный сигнал от данного углеводорода, а по оси абсцисс – время удерживания). Например, $m/z=191$ для терпанов и $m/z=217, 218$ для стеранов и изостеранов [Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Peters, Moldowan, 1993; Лебедев, 2003]. Идентификация пиков осуществляется по временам удерживания и путем сравнения полученных масс-спектров с уже имеющимися из библиотеки Национального Института Стандартов (NIST-08), а также с опубликованными данными. Относительные содержания индивидуальных молекул рассчитываются по интенсивности пика. Величина относительной погрешности полученных значений не превышает 5 %.

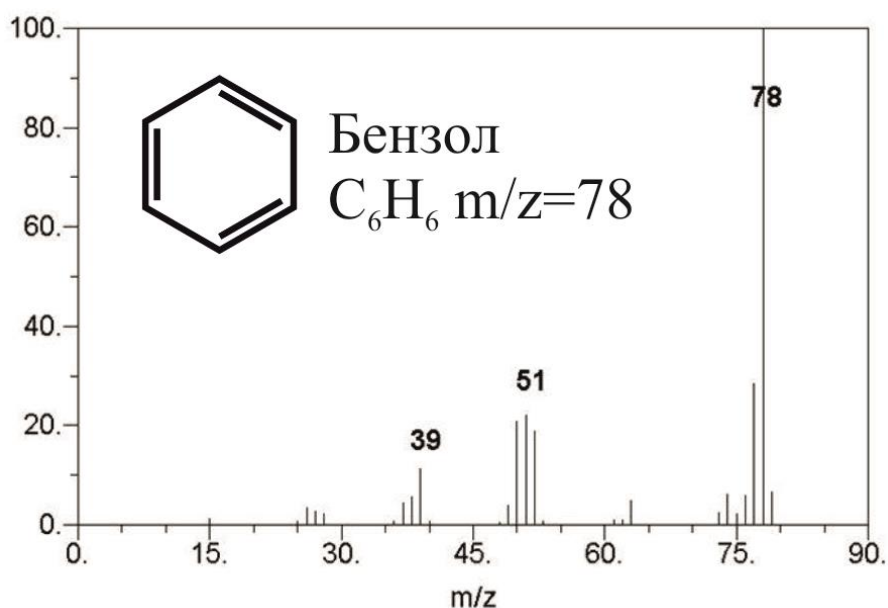


Рисунок 6 – Масс-спектр бензола

6. Одномерное математическое моделирование

В современной осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа, сформировавшейся с середины 20-го века и продолжающей развиваться в настоящее время, процесс синтеза жидких и газообразных УВ из биогенного ОВ представлен как многостадийный и контролирующийся определённым набором факторов, ключевыми из которых являются катагенез, структурно-литологические параметры разреза и геохимические характеристики нефтегазопроизводящих толщ. Таким образом, численно выразив процессы, соответствующие этим факторам, можно с большей или меньшей долей вероятности выполнить поэтапное восстановление истории формирования осадочного слоя, а также оценить объёмы и фазы генерации. В современной нефтяной геологии такого рода моделирование применяется повсеместно, повышая достоверность и успешность нефтегазопроисследовательских работ. Благодаря высокой эффективности и удобству метода, его развитие отразилось в разнообразии программных пакетов зарубежного и отечественного производства (Temis, Petromod, Genex, ГАЛО и др.). Но несмотря на это, в их основе лежат общие факторы, обусловленные современной осадочно-миграционной теорией. Упрощённый набор факторов и контролирующих их параметров, необходимых для моделирования процессов генерации УВ, представлен в Таблице 5.

Одномерное моделирование процессов генерации УВ можно разделить на три этапа:

- 1) Создание структурно-литологической модели разреза скважины;
- 2) Восстановление тепловой истории;
- 3) Расчет времени вхождения материнских свит в главные фазы генерации и объёма сформировавшихся УВ.

Таблица 5 – Набор факторов и контролирующих их параметров, необходимых для моделирования процессов генерации УВ

Фактор	Катагенез	Геохимические параметры нефтегазопроизводящих толщ	Структурно-литологические параметры разреза
Параметры	Современные и палеотемпературы	Тип ОВ	Глубины и мощности стратиграфических единиц
	Значения теплового потока на нижней границе литосферы	Кинетические характеристики ОВ	Литологическая характеристика разреза
	Граница вечномерзлых пород	Начальное содержание органического углерода в породе	Изменение петрографических характеристик (пористость, плотность) и история уплотнения
	Магматические проявления в разрезе	Мощность генерирующего слоя (слоев) в толще	Возраст осадков, наличие стратиграфических несогласий

Для создания структурно-литологической модели разреза скважины используются: данные геофизических исследований скважин (ГИС), изучение керна материала, точные границы кровли и подошвы стратиграфических единиц, их возраст и литологический состав. Помимо этого, необходимо учитывать перерывы в осадконакоплении и их продолжительность. Так как процесс уплотнения осадков при погружении протекает однонаправленно, то историю погружения можно восстановить методом разуплотнения разреза, вычисляя по схеме, разработанной К. Терцаги (1933). Имея осадочный слой толщиной X_1 пористостью ϕ_1 залегающий на глубине H_1 , можно предположить, что слой начнет сжиматься за счет снижения пористости под весом вышележащего слоя, а значит на глубине H_2 его толщина уменьшится до X_2 , а пористость до ϕ_2 :

$$X_1(1 - \phi_1) = X_2(1 - \phi_2)$$

Во всех современных системах моделирования присутствуют библиотеки с параметрами большинства известных литотипов, и соответствующими законами, по которым они изменяются в процессе погружения осадочного чехла.

Под восстановлением тепловой истории подразумевается распределение глубинного теплового потока в разрезе с учетом теплопроводности, поглощения и теплопереноса с течением времени. В одномерном моделировании Ю.И. Галушкин рассматривает распределение температур по осадочному разрезу через решение уравнения теплопереноса [Галушкин, 2007]:

$$\frac{\partial(\lambda(Z, t) \frac{\partial T(Z, t)}{\partial Z(Z, t)})}{\partial Z} + A(Z, t) = \frac{\partial(C_m(Z, t) * T(Z, t))}{\partial t} + \frac{\partial(C_w(Z, t) * V(Z, t) * T(Z, t))}{\partial Z}$$

где: λ – теплопроводность породы, T – температура, C_m и C_w – теплопроводность матрицы породы и флюида соответственно, V – скорость движения флюида, $A(Z, t)$ – функция теплового источника, характеризующая как поглощение так и генерацию тепла. Данное уравнение решается программным пакетом, в зависимости от введенных литологических данных, палео- и современных температур, а также отражательной способности витринита. Впоследствии необходимо путем калибровки тепловой истории добиться максимального соответствия синтетически

построенных кривых изменения отражательной способности витринита с фактическими замерами в скважине.

Расчет времени вхождения материнских свит в главные фазы генерации и объема сформировавшихся УВ в общем виде сводится к восстановлению истории реализации исходного генерационного потенциала материнской породы. Встроенные библиотеки современных программных пакетов содержат химико-кинетические модели преобразования ОБ, основанные на пиролитических исследованиях. Одна из возможных схем последовательного набора реакций разложения представлена на Рисунке 7 [Тиссо, Вельте, 1981].

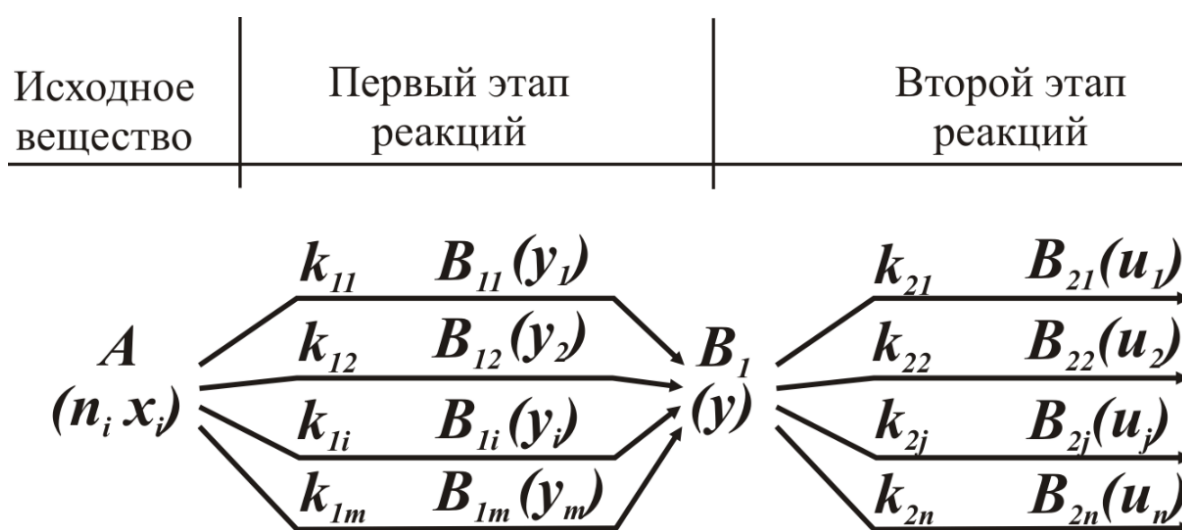


Рисунок 7 – Общая схема преобразования керогена (по [Тиссо, Вельте, 1981])

Данная схема подразумевает следующее. В начальный момент времени кероген А имеет n_i связей типа i ; x_i – количество органического вещества, участвующего в реакции разрыва связи. Продукты первого этапа реакции обозначены через $B_{11} - B_{1m}$, второго $B_{21} - B_{2n}$, а их относительно количество в момент времени t как $y_1 - y_m$ и $u_1 - u_m$ соответственно. На протекание разложения влияет k – константа реакции при данной температуре, она определяется с помощью формулы Аррениуса:

$$k = A_i e^{-\frac{E_i}{RT}}$$

где A_i – это константа реакции (константа Аррениуса), E_i – это энергия активации реакции типа i , R – газовая постоянная, T – абсолютная температура. На основании лабораторных исследований подобное разложение превращений считается справедливым и может быть распространено на реакции, происходящие с небольшой скоростью в геологических условиях [Тиссо, Вельте, 1981].

Глава 3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ХАПЧАГАЙСКОГО МЕГА- ВАЛА ВИЛЮЙСКОЙ ГЕМИСИНЕКЛИЗЫ

1. Обзор истории изучения верхнего палеозоя Вилюйской гемисинеклизы

Первые отрывочные сведения о геологии Якутии получены еще в XVIII и XIX столетиях в результате деятельности отдельных экспедиций и ученых, занимавшихся вопросами общей геологии, географии и природных условий Восточной Сибири. Г.С. Фрадкин (1967) выделял в истории геологического изучения территории объекта исследования четыре этапа. Первый, включает общегеологические исследования с середины XVII в. по 1915 г., второй – региональные маршрутные исследования с 1916 по 1937 г., третий – площадные геолого-съёмочные и маршрутные геофизические исследования с 1938 по 1953 г.; четвертый этап охватывает площадные геофизические, буровые и тематические работы, начавшиеся с 1954 г. Позднее были выделены последующие этапы промышленной и геологической деятельности на территории объекта исследования: период открытия промышленных месторождений, начавшийся с открытия Усть-Вилюйского газоконденсатного (1956 г.) и Собохаинского (1960 г.) месторождений (охватывает четвёртый этап по классификации Г.С. Фрадкина); период освоения газовых ресурсов и дальнейшего развития поисковых работ (с 80-х годов) [Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

Первые упоминания перспектив нефтегазоносности Лено-Вилюйской провинции относятся к 1932 г., и были связаны с черносланцевыми толщами кембрия (совр. куонамский комплекс) [Шатский, 1932а]. В этом же году Н.С. Шатским была издана тектоническая схема Восточно-Сибирской платформы, на которой синеклиза (по [Шатский, 1932б]), позднее гемисинеклиза (по [Микуленко, Хмелевский, 1985]), была выделена в качестве самостоятельного геоструктурного элемента. В начале 40-х годов маршрутные геологосъёмочные исследования по рекам Вилюй и Синяя дали отрицательный вывод о перспективах нефтегазоносности. В то время Лено-Вилюйская впадина и прилегающая к ней часть Предверхоанского краевого прогиба была отнесена к областям с маловероятной нефтегазоносностью мезозоя и

не изученным в отношении перспектив палеозоя [Васильев, Трофимук, Черский, 1970].

Только в 1950-1951 гг. в результате геолого-съёмочных исследований положительную оценку нефтегазоносности мезозойских отложений (в районе Предверхооянского прогиба) представил А.И. Олли (научный доклад на Коллегии Министерства геологии), позже к этому мнению присоединились В.С. Вышемирский, Ю.М. Пушаровский и др. [Вышемирский, 1956; Пушаровский, 1955, 1960; Нефтегазоносные бассейны..., 1994]. В 1951 г. была составлена долгосрочная программа (Е. Ф. Фролов, А. К. Бобров и др.), предусматривавшая приоритетное изучение перспектив нефтегазоносности перми и триаса Предверхооянского прогиба и нижний палеозой Вилюйской гемисинеклизы [Фрадкин, 1967; Нефтегазоносные бассейны..., 1994]. В 1956 году произошло открытие Усть-Вилюйского газового месторождения, вследствие чего геолого-геофизические и другие исследования получили ускоренное развитие [Васильев, Трофимук, Черский, 1970].

Период открытия промышленных месторождений (начиная с Усть-Вилюйского газоконденсатного 1956 г. и Собохаинского 1960 г.) сопровождался глубоким бурением здесь и на сопредельных структурах (Китчанская, Сангарская и др.). На основании новых геологических данных была оконтурена крупная положительная структура в осевой части Вилюйской гемисинеклизы – Хапчагайский мегавал. Его тектоническая позиция и благоприятные особенности строения (значительные размеры, высокая амплитуда, осложненность локальными структурами и др.) стали причинами постановки здесь поисково-разведочного бурения, приведшему к открытию крупных газовых и газоконденсатных месторождений [Геологическое строение..., 1960; Основные этапы..., 1963; Лено-Вилюйская нефтегазоносная ..., 1969; Тектоника Якутии, 1975; Нефтегазоносные бассейны..., 1994]. Месторождения Хапчагайского района подтвердили целесообразность выделения самостоятельной Вилюйской газоносной области, ресурсы которой представляют собой надежную основу для газодобывающей промышленности региона [Лено-Вилюйская нефтегазоносная ..., 1969; Геология и нефтегазоносность..., 1980; Геология нефти..., 1981; Нефтегазоносные бассейны..., 1994]. Исследования многих ученых

обеспечили решение основных вопросов тектоники, стратиграфии и палеогеографии крупных геоструктурных элементов, дали возможность выявить и обосновать закономерности размещения важнейших полезных ископаемых в недрах этой территории и приступить к освоению природных ресурсов, а также углубиться в изучение природы и свойств углеводородов Вилюйской гемисинеклизы.

Важнейшим для настоящей работы событием этапа промышленного освоения мезозойского и верхнепалеозойского комплексов стало бурение в 1984-1986 гг. самой глубокой на тот момент на территории Сибирской платформы скв. Средневилюйская-27, в которой был вскрыт уникальный в своей полноте и монотонности разрез терригенных отложений перми [Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

2. Описание осадочных комплексов

Современные представления о геологическом строении Вилюйской гемисинеклизы основаны на работах Г.Д. Бабаяна, В.Е. Бакина, Е.И. Бодунова, В.Г. Васильева, А.А. Граусман, В.В. Граусман, В.В. Гребенюка, В.В. Забалуева, В.А. Каширцева, А.Э. Конторовича, К.И. Микуленко, К.Б. Мокшанцева, Ю.Л. Сластенова, А.Ф. Сафронова, А.А. Трофимука, Г.С. Фрадкина, Н.В. Черского и др. [Фрадкин, 1967; Лено-Вилюйская..., 1969; Васильев, Трофимук, Черский, 1970; Геология и нефтегазоносность..., 1980; Геология нефти..., 1981; Мегакомплексы..., 1987; Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Тектоника, геодинамика..., 2001].

Осадочное выполнение бассейна представлено широким диапазоном пород фанерозойского возраста. Выделяют венд-силурийский, девон-нижнекаменноугольный, среднекаменноугольно-среднеюрский, верхнеюрско-меловой осадочные комплексы. Фундамент, залегающий под осадочными породами, слагающими Вилюйскую гемисинеклизу, представлен Нюрбинским орогенным поясом рифейского возраста, его глубина залегания вдоль оси структуры варьирует от 4-6 км в западной части, до 12-15 км в восточной [Лено-Вилюйская..., 1969; Геология

нефти..., 1981; Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Тектоника, геодинамика..., 2001].

Венд-силурийский комплекс наиболее детально изучен на юго-западном борту, в пределах высокоамплитудных структур. Его осадки представлены известняками и доломитами с прослоями терригенных пород.

Ранее считалось, что *девон-нижнекаменноугольный комплекс* на территории Вилюйской гемисинеклизы связан с процессами рифтогенеза и, как следствие, приурочен к наиболее погруженным её участкам [Лено-Вилюйская..., 1969; Геология нефти..., 1981; Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Тектоника, геодинамика..., 2001]. В последние же годы, на основании новых сейсмических данных и обобщения результатов бурения и геофизических исследований прошлых лет, в ИНГГ СО РАН было установлено, что отложения девона выклиниваются в восточном направлении, не доходя до Хапчагайского мегавала (от 2-3 до 0 км) [Губин, 2020]. В западной части комплекса, вскрытой глубоким бурением, преобладают красноцветные эвапоритовые толщи и вулканогенные породы. В районе Хапчагайского мегавала карбон залегает непосредственно на отложениях кембрия.

Наиболее изученным бурением, ввиду промышленной газоносности, является верхнепалеозойско-мезозойский интервал. *Среднекаменноугольно-среднеюрский комплекс* сложен неравномерно переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Результаты исследований состава пород свидетельствуют о том, что при движении с запада на восток происходит закономерное замещение образований континентального генезиса прибрежно-морскими и морскими. По направлению с юга на север наблюдается увеличение глинистости разреза. Процессу осадконакопления сопутствовало постепенное погружение Верхоянской пассивной континентальной окраины. Каменноугольно-пермские отложения представлены прибрежно-морскими, дельтовыми, шельфовыми и гемипелагическими образованиями, а также характеризуются повышенной угленосностью по отношению к залегающим выше мезозойским. В районе исследования (расположение скв. Средневилюйская-27) пермские отложения характеризуются мелководными обстановками осадконакопления, а также повышенной угленосностью [Голубева и др.,

1980; Граусман, Жерновский, 1986]. Кровля угленосных отложений перми залегает во Внешнем поясе (согласно построениям [Геология нефти..., 1981]) Вилюйской гемисинеклизы в интервалах глубин от 0 м до 600 м на северо-западном и от 0 до 1000 м на западном склонах, от 400 м до 1200 м на юго-западном и от 600 м до 2000 м на южном склонах (Рисунок 8). Во Внутренней области Вилюйской гемисинеклизы кровля отложений перми залегает на Хапчагайском валу на глубинах от 2900 до 4200 м, на Логлорском валу - от 2600 м до 4400 м, в Линденской впадине - от 4200 м до 6200 м и в Лунхинской впадине - от 4200 м до 7200 м. Толщина пермских отложений варьирует от 0 м до 300 м во Внешнем поясе и возрастает до 3000-3400 м в Линденской и Лунхинской впадинах Внутренней зоны гемисинеклизы. В скв. Средневилюйская-27 кровля перми вскрыта на глубине 2922 м, подошва на 6073 м. Нижележащие отложения (6073-6519 м) датированы поздним-средним карбоном, в них идентифицированы растительные остатки верхнего карбона [Голубева и др., 1980; Граусман, Жерновский, 1986]. Толщина вскрытого разреза перми превышает 3 км. Образцы керна, полученные из интервала 3370-6519 м, характеризуют следующие свиты (Таблица 6): кюндейская - kn (3226-3480 м); харыйасская - hr (3480-3887 м); хомустахская - hm (3887-4305 м); кубалангдинская - kb (4305-4696 м); харбалахская - hrb (4696-5143 м); чочосская - cc (5143-5663 м); юнкюрская - jn (5663-6073 м) и - jr юрэнская (6073-6519 м).

Триасовые и нижне-среднеюрские толщи представлены главным образом морскими мелководными осадками, которые на северо-западном и юго-восточном бортах замещаются песками и конгломератами. Регионально прослеживаются два стратиграфических несогласия: на границе перми и триаса, триаса и юры. Мощность комплекса возрастает к границе с Предверхооянским краевым прогибом (максимум, около 7 км, фиксируется в зоне сочленения со складчатой областью). Верхнеюрско-меловой комплекс отличается существенной угленосностью, так как в этот период происходит повсеместная смена морских отложений на преимущественно континентальные на территории всей Сибирской платформы [Геология нефти..., 1981]. Его максимальная мощность превышает 3,5 км. Для большей части

разреза характерно ритмичное чередование угленосных и безугленосных толщ, переслаивающихся песчаников, алевролитов и аргиллитов. Считается, что в это время бассейн заполнялся за счет сноса, вероятнее всего, из района Алдано-Станового щита.

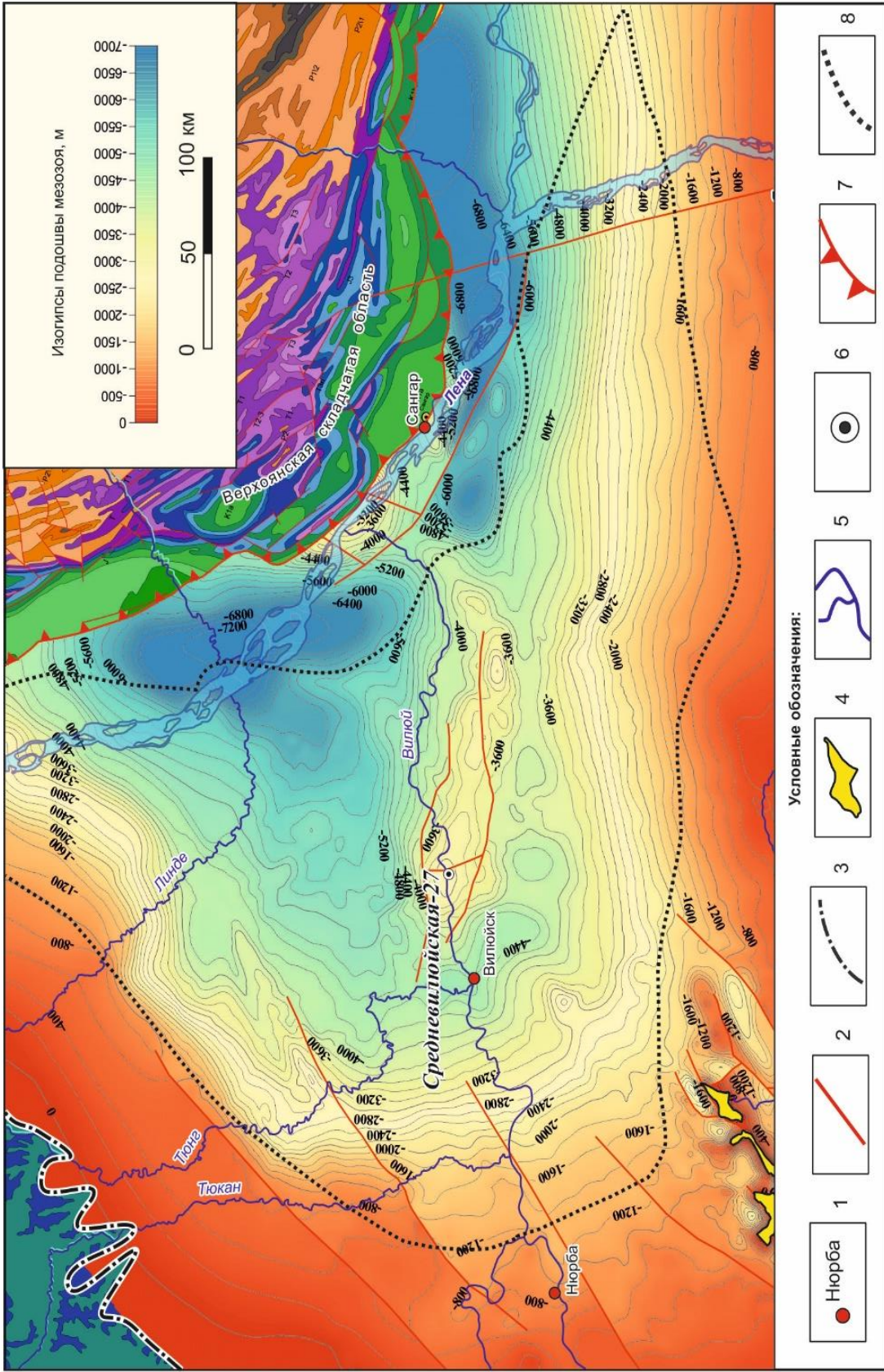


Рисунок 8 – Структурная карта по подошве мезозоя [Губин, 2020]

Условные обозначения: 1 - населенные пункты, 2 - разломы, 3 - граница выходов кембрия на дневную поверхность, 4 - зоны выходов на дневную поверхность отложений девона, карбона и перми в районе Кемпендяйских дислокаций, 5 - гидросеть, 6 - местоположение скважины Средневиллойская-27, 7 - внешняя граница зоны навигов со стороны Верхоянской складчатой зоны, 8 - граница Виллойской НГО

Таблица 6 – Отметки кровли и подошвы свит перми и карбона, вскрытых в сверхглубокой скважине Средневилуйская-27 (с перекрывающими триасовыми отложениями) (по [Голубева и др., 1980; Граусман, Жерновский, 1986])

Стратиграфия			Кровля	Подошва	Толщина
Система	Отдел	Свита/Толща			
Триасовая Т	Нижний отдел	Таганжинская	2465	2868	403
		Неджелинская	2868	2922	54
Пермская Р	Верхний отдел	Тарагайская	2922	3226	304
		Кюндейская	3226	3480	254
		Харыйасская	3480	3887	407
		Хомустахская	3887	4305	418
	Нижний отдел	Кубалангдинская	4305	4696	391
		Харбалахская	4696	5143	447
		Чочосская	5143	5663	520
		Юнкюрская	5663	6073	410
Каменно- угольная С	Сред- ний- верхний	Юрэнская	6073	6519	446

3. Литолого-стратиграфическая характеристика верхнепалеозойского комплекса Хапчагайского мегавала Вилюйской гемисинеклизы

Так как объектом настоящего исследования являются верхнепалеозойские отложения, далее приведено подробное описание толщ и свит верхнего палеозоя, вскрытого скважиной Средневилюйская-27, от среднего карбона до верхней перми. Разрез представлен терригенными осадочными породами, их углефицированными разностями и углями (Рисунок 9, штриховкой отмечен интервал, рассматриваемый в рамках диссертации).

При изучении литературы [Голубева и др., 1980; Голубева, 1982; Граусман и др., 1982; Граусман, 1984; Граусман и др., 1987] и с учетом новейших построений разрезов Вилюйской гемисинеклизы [Губин, 2020] автором не было найдено упоминаний выхода перми и верхнего карбона в достаточном объеме на дневную поверхность, кроме приуроченных к Предверхоянскому краевому прогибу. Но при работе с разрезами верхнепалеозойского комплекса Вилюйской гемисинеклизы необходимо учитывать, что как структурные, так и фациальные условия осадконакопления данного возраста в районе слишком различны. Верхнепалеозойские отложения Западного Верхоянья, развитые в пределах структуры, состоят из сложно-построенных толщ морских, лагунно-морских и лагунно-континентальных отложений.

В центральной части Вилюйской гемисинеклизы отложения пермско-каменноугольного возраста представлены преимущественно континентальными и лагунно-континентальными осадками [Голубева и др., 1980]. Здесь они сложены сероцветными песчаниками, алевролитами, аргиллитами с подчиненными пластами углей и маломощными прослоями туффитов, известняков и мергелей. Стратиграфическое расчленение пермских отложений центральной части Вилюйской гемисинеклизы носит фрагментарный характер из-за малого выхода керна, а, следовательно, и недостаточной литологической характеристики, монотонности разреза, а также отсутствия местами остатков споро-пыльцевого комплекса [Голубева и др.,

1980]. Стратотипом для этих отложений служит разрез, вскрытый скважиной Средневилюйская-27. Основной схемой для построения разрезов для этой территории принято считать сопоставление с Кузнецким бассейном, опорным для верхнего палеозоя Сибири, на основании комплексов флоры.

При описании свит использовались данные собственной интерпретации геофизического исследования скважины (ГИС) для рассматриваемого интервала и опубликованные материалы. При анализе каротажных диаграмм привлекались: записи из дела скважины; опубликованные методические руководства и характеристика литологического состава; описание керна, сделанные к.г.-м.н. А.М. Фоминым (ИНГГ СО РАН); фотографии керна; также автором была просмотрена под микроскопом коллекция шлифов, по которой был подтвержден ограниченный терригенными типами пород состав и установлены литологические признаки высокой зрелости. Проходка с отбором керна 296,0 м. Выход керна 113,35 м – 38,9%. Более 50% керна выбрано на исследования различными геологическими организациями, поэтому разбивки на слои внутри интервалов, описание отсутствующих пачек и интервалов взяты из описания керна с.н.с. ВНИГРИ З.Е. Барановой.

Расшифровка ГИС проведена в интервале 3350-6500 м по кривым индукционного каротажа (ИК), кажущегося сопротивления (КС), гамма-каротажа (ГК), нейтронного гамма-каротажа (НГК), акустического каротажа (АК), диаметра скважины (кавернометрии, КМ) (Приложение 1). Данные по самопроизвольной поляризации (ПС) имеются только в мезозойской части разреза, а ниже представлены лишь фрагментарно, поэтому анализ проводился без них. Согласно рекомендациям по интерпретации [Пирсон, 1966; Подборонов, Тарасов, 2005; Косков, Косков, 2007] были выделены пять литотипов (уголь, аргиллит, алевролит, переслаивание песчаников и глинистых разностей, песчаник). Угольные пласты, пропластки или участки углефикации – выделялись радиоактивным методам ГК и НГК, проверялись по увеличению показателя АК и КМ, также им соответствуют участки повышенного сопротивления (КС). Проводимость углей изменяется в широких пределах в зависимости от влажности, степени углефикации, зольности, петрографического состава. Причем на разных стадиях эти факторы различны (для бурых углей —

влажность; для каменных углей и антрацитов — степень метаморфизма и зольность). Бурые угли имеют сравнительно невысокое удельное электрическое сопротивление, каменные — характеризуются понижающимся по мере увеличения степени углефикации сопротивлением, антрациты имеют очень низкое удельное электрическое сопротивление [Геологический словарь, 1978]. В связи с этим, с ростом глубины сигнал будет меняться и разделить по силе сигнала пласт угля и породы, обогащенной концентрированным углефицированным материалом, с высокой степенью достоверности не представляется возможным. Поэтому все такие интервалы были объединены в одну группу. Песчаники, алевролиты и аргиллиты — лучшим методом для расчленения этих пород считается ПС, в его отсутствии необходимо было подобрать достоверный способ их выделения. При сопоставлении описания керна и ГИС было установлено, что в разрезе участки пониженной радиоактивности соответствуют песчаникам, максимальные значения — аргиллитам, промежуточные разности по мере приближения к максимальным/минимальным показателям ГК определялись как алевролиты (повышенное содержание глинистого материала, ближе к максимуму) и песчаники с прослоями глинистых разностей (ближе к минимуму). Помимо этого, алевролитам присуще небольшое повышение значений НГК. Вместе с ГК в песчаных породах эти два показателя образуют область пересечения (пик ГК отклонен влево, пик НГК отклонен вправо). Также учитывалось положение углистых слоев, которые, как правило, приурочены к глинистым отложениям, в качестве косвенного признака. КС и ИК использовались главным образом для определения принципиальной смены состава, по ним видны крупные преимущественно глинистые и песчанистые блоки (проверенные радиоактивными методами). Результаты интерпретации позволили оценить содержание глинистой части в разрезе, что необходимо для выбора основных нефте- и газогенерирующих формаций при численном моделировании генерационных процессов.

Система		МСШ(СS) 2004-2013г.			ОСШ России 2006-2013г.			ОСШ России 1993г.			Виллюйская гемисинеклиза									
		Средний-верхний		Приуральский	Гваделупский	Лопнинский	Средний-верхний		Татарский	Верхний	Отдел	Кузнецкий бассейн (подсерии и горизонты)	Серия	С-3 борт	Логлорский вал	Хапчагайский мегавал	Южная часть	Южный борт	Кемпелд-впадина	
Каменноугольная	Средний-верхний		Приуральский	Гваделупский	Лопнинский	Средний-верхний		Татарский	Верхний	Отдел	Кузнецкий бассейн (подсерии и горизонты)	Серия	Т ₁ '	Т ₁ '	Т ₁ ² , J ₁ ¹	J ₁	J ₁	J ₁	Т ₁ '	
	Средний-верхний		Приуральский	Гваделупский	Лопнинский	Средний-верхний		Татарский	Верхний	Отдел	Кузнецкий бассейн (подсерии и горизонты)	Серия	Т ₁ '	Т ₁ '	Т ₁ ² , J ₁ ¹	J ₁	J ₁	J ₁	T ₁ '	T ₁ '
	Средний-верхний		Приуральский	Гваделупский	Лопнинский	Средний-верхний		Татарский	Верхний	Отдел	Кузнецкий бассейн (подсерии и горизонты)	Серия	Т ₁ '	Т ₁ '	Т ₁ ² , J ₁ ¹	J ₁	J ₁	J ₁	T ₁ '	T ₁ '
	Средний-верхний		Приуральский	Гваделупский	Лопнинский	Средний-верхний		Татарский	Верхний	Отдел	Кузнецкий бассейн (подсерии и горизонты)	Серия	Т ₁ '	Т ₁ '	Т ₁ ² , J ₁ ¹	J ₁	J ₁	J ₁	T ₁ '	T ₁ '
	Средний-верхний		Приуральский	Гваделупский	Лопнинский	Средний-верхний		Татарский	Верхний	Отдел	Кузнецкий бассейн (подсерии и горизонты)	Серия	Т ₁ '	Т ₁ '	Т ₁ ² , J ₁ ¹	J ₁	J ₁	J ₁	T ₁ '	T ₁ '
	Средний-верхний		Приуральский	Гваделупский	Лопнинский	Средний-верхний		Татарский	Верхний	Отдел	Кузнецкий бассейн (подсерии и горизонты)	Серия	Т ₁ '	Т ₁ '	Т ₁ ² , J ₁ ¹	J ₁	J ₁	J ₁	T ₁ '	T ₁ '
	Средний-верхний		Приуральский	Гваделупский	Лопнинский	Средний-верхний		Татарский	Верхний	Отдел	Кузнецкий бассейн (подсерии и горизонты)	Серия	Т ₁ '	Т ₁ '	Т ₁ ² , J ₁ ¹	J ₁	J ₁	J ₁	T ₁ '	T ₁ '
	Средний-верхний		Приуральский	Гваделупский	Лопнинский	Средний-верхний		Татарский	Верхний	Отдел	Кузнецкий бассейн (подсерии и горизонты)	Серия	Т ₁ '	Т ₁ '	Т ₁ ² , J ₁ ¹	J ₁	J ₁	J ₁	T ₁ '	T ₁ '
	Средний-верхний		Приуральский	Гваделупский	Лопнинский	Средний-верхний		Татарский	Верхний	Отдел	Кузнецкий бассейн (подсерии и горизонты)	Серия	Т ₁ '	Т ₁ '	Т ₁ ² , J ₁ ¹	J ₁	J ₁	J ₁	T ₁ '	T ₁ '
	Средний-верхний		Приуральский	Гваделупский	Лопнинский	Средний-верхний		Татарский	Верхний	Отдел	Кузнецкий бассейн (подсерии и горизонты)	Серия	Т ₁ '	Т ₁ '	Т ₁ ² , J ₁ ¹	J ₁	J ₁	J ₁	T ₁ '	T ₁ '

Рисунок 9 – Схема стратиграфии верхнепалеозойских отложений Виллюйской гемисинеклизы (по [Граусман и др., 1982])

Мохсоголохская серия. В неё входят кубалангдинская, харбалахская, чочоская, юнкюрская толщи нижней перми и юрэнская толща верхнего карбона (Рисунок 9). Стратиграфические аналоги этих толщ Логлорского вала и южной части Виллюйской гемисинеклизы резко отличаются по объёмам и характеристикам. В связи с этим комплекс дохомустахских пород был объединен в мохсоголохскую серию со стратотипом в скв. Средневиллюйская-27 в интервале 4305-6519 м [Граусман, Мейен, 1987]. Без расчленения на толщи серия выделена в скважинах: Байская-1, Кэдэпчинская-1, Средневиллюйская-22, Среднетюннская-226, 228, 239, Чибыдинская-1, 465. В 1984 г было установлено, что в её низах встречаются остатки флоры каменноугольного возраста [Граусман, 1984].

Юрэнская толща. Название дано по оз. Юрэн (правобережье р. Виллюй). Выделена в 1986 г. В.В. Граусман. Вскрыта в интервале 6519-6073 м в скв. Средневиллюйской-27. Сложена песчаниками с прослоями и пачками переслаивания алевролитов, реже аргиллитов и углей. Песчаники светло-серые, серые, мелко- и тонкозернистые, алевролитистые, реже среднезернистые, полевошпат-граувакковые с карбонатным, глинисто-карбонатным и гидрослюдисто-хлоритовым цементом. Алевролиты темно-серые до черных, плотные, часто карбонатизированные, иногда глинистые. Толща содержит 11 пластов угля мощностью 0,5-1,0 м. Породы обогащены тонкораспыленным углистым материалом, поверхности скола неровные, бугристые, иногда покрыты тонкой пленкой глинисто-органического вещества. Вскрытая мощность – 446 м. Содержит растительные остатки верхнего карбона. Толщу относят к аналогам алыкаевского горизонта Кузбасса. Она перекрывается юнкюрской толщей [Граусман, Жерновский, 1986; Граусман, Мейен, 1987].

Толщу выделили по меньшим показателям сопротивления, чем у вышележащей юнкюрской. По данным ГК, НГК и кавернометрии уточнений нет, указано, что они дифференцированные. На взгляд автора настоящей рукописи, толща обладает повышенными значениями радиоактивности, по сравнению с вышележащей толщей, что указывает на большее содержание глинистых разностей (на то же указывают и результаты описания керна) и низкие сопротивления, приуроченные к повышенным значениям ГК (Таблица 7). На основании собственного анализа данных

АК, ИК, ГК, НГК и кавернометрии в толще выделен 21 слой угля и породы, обогащенной концентрированным углефицированным материалом, большая часть которых приурочена к нижней части толщи, где преобладают аргиллиты (Приложение 1). Также отмечается повышение глинистости от кровли к подошве.

Таблица 7 – Описание керн юрэнской толщи

Интервал 6101,0-6103,0 м. Вынос керн 1,0 м 50,0%	
1,00	Песчаники серые мелкозернистые с примазками углисто-глинистого материала
Интервал 6231,0-6236,0 м. Вынос керн 4,6 м 92,0%	
4,60	Аргиллиты темно-серые массивные плитчатые
Интервал 6282,0-6286,0 м. Вынос керн 1,35 м 33,75%	
0,55	Аргиллиты черные алевритистые
0,80	Песчаники серые крупнозернистые кварцевые массивные
Интервал 6367,0-6372,0 м. Вынос керн 0,15 м 3,0%	
0,15	Аргиллиты черные слоистые
Интервал 6420,0-6426,0 м. Вынос керн 1,2 м 20,0%	
0,15	Аргиллиты темно-серые
1,05	Переслаивание аргиллитов (до 30 мм) и песчаников (до 25 мм)
Интервал 6458,0-6463,0 м. Вынос керн 2,2 м 44,0%	
2,20	Переслаивание аргиллитов темно-серых и черных, алевритистых до алевритовых
Интервал 6500,0-6506,0 м. Вынос керн 1,8 м 30,0%	
1,80	Песчаники серые, мелко- и среднезернистые (прослой угля 4 см)

Юнкюрская толща. Название дано по оз. Юнкюр (правобережье р. Виллой). Выделена в 1986 г. В.В. Граусман. Вскрыта в интервале 6073-5663 м в скв. Средневиллойской-27. Представлена песчаниками, алевролитами и аргиллитами, иногда образующими пачки переслаивания, и пластами углей. Песчаники серые, светло-серые, иногда голубоватые, тонко- и мелкозернистые, иногда крупно- среднезернистые, полевошпат-граувакковые и аркозово-кварцевые с глинистым, карбонатным и гидрослюдистым цементом, участками неясно- и прерывистослоистые. Иногда песчаники содержат тонкие (2-4 мм) прослой и гальку (до 0,5x5 см) темно-серого углистого аргиллита. Аргиллиты и алевролиты серые и темно-серые, редко со слабым голубоватым оттенком, плотные, часто обогащены тонкораспыленным углистым материалом, неясно-, горизонтально-, косо- и волнистослоистые за счет тонких слоек более темной окраски. Аргиллиты и алевролиты образуют пачки

переслаивания толщиной до 8 м. Толща содержит 8 пластов угля высотой 0,5-1,0 м. Мощность ее – 410 м. Так как в толще не установлено растительных микрофоссилий, то по положению в разрезе её относят к нижней перми. Предполагается её сопоставимость с промежуточным горизонтом Кузбасса. Залегаёт на юрэнской толще, перекрывается чочосской толщей [Граусман, Жерновский, 1986; Граусман, Мейен, 1987].

Толщу выделили по повышенным значениям сопротивлений по сравнению с выше- и нижележащими и дифференцированным кривым кавернометрии и радиоактивных методов, без уточнений. Собственный анализ данных ГИС показал, что в толще преобладают песчано-алевролитовые разности, это же соответствует и описанию керна (Таблица 8). При этом они обладают значительно большим сопротивлением, чем выше- и нижележащие песчаники, что может быть легко объяснено их газонасыщенностью, что, как правило, повышает сопротивление. В свете обогащенности нижележащей толщи аргиллитами со средними содержаниями Сорг – 1,86% и градацией катагенеза, при которой генерируется сухой метановый газ, такое объяснение имеет высокую вероятность. Автором определено 16 слоев угля и породы, обогащенной концентрированным углефицированным материалом, на основании данных АК, ИК, ГК, НГК и кавернометрии, их распределение равномерно по толще (Приложение 1). В кровле толщи установлены два пласта угля мощностью порядка 3 и 5 м, которые, при степени уплотнения на данных глубинах, могли выступить в качестве флюидоупора для высказанного ранее предположения о газонасыщенности. По повышению радиоактивности пород от кровли к подошве можно предположить повышение глинистости разреза, продолжающееся в юрэнской толще.

Таблица 8 – Описание керн юнкюрской толщи

Интервал 5688,0-5696,0 м. Вынос керн 0,7 м 8,75%	
0,70	Аргиллиты темно-серые
Интервал 5795,0-5798,0 м. Вынос керн 1,5 м 63,3%	
1,50	Песчаники темно-серые мелкозернистые алевритистые, массивные
Интервал 5852,0-5855,0 м. Вынос керн 1,5 м 50,0%	
1,50	Песчаники серые средне-крупнозернистые массивные
Интервал 5912,0-5918,0 м. Вынос керн 0,5 м 8,3%	
0,50	Аргиллиты темно-серые плитчатые(многочисленными линзочки песчаников)
Интервал 5958,0-5962,0 м. Вынос керн 2,5 м 62,5%	
1,00	Аргиллиты темно-серые
1,50	Песчаники серые средне-мелкозернистые
Интервал 6007,0-6012,0 м. Вынос керн 2,6 м 52,0%	
2,60	Песчаники серые массивные (от мелко-среднезернистых до разномзернистых гра- велитистых)

Чочосская толща. Название дано по оз. Чочос на правом берегу р. Виллой. Выделена в 1986 г. В.В. Граусман. Вскрыта в интервале 5663-5143 м в скв. Средневиллойской-27. Представлена серыми песчаниками, прослоями алевролитов, реже аргиллитов и пластов угля. Песчаники мелко- и тонкозернистые, алевритовые, полевошпат-граувакковые с карбонатным и хлорит-гидрослюдистым цементом, участками тонкокослоистые за счет слоек глинистого и углистого материала, содержат линзочки и гальки темно-серого аргиллита. Алевролиты и аргиллиты, часто алевритистые, темно-серые и серые, плотные, участками тонкокослоистые со скоплениями углистого и слюдяного материала. Слоистость линзовидная и волнистая, местами полосчатая. Толща содержит 11 пластов угля толщиной 0,5-1,0 м. Мощность – 520 м. Встречены остатки растений нижней перми. Сопоставляется с ишановским горизонтом Кузбасса. Залегает на юнкюрской толще, перекрывается харбалахской толщей [Граусман, Жерновский, 1986; Граусман, Мейен, 1987].

Верхняя граница была проведена по кровле 20-метровой пачки переслаивания алевролитов, выраженной на каротажных диаграммах увеличением диаметра скважины и относительно низкими значениями сопротивлений. Толща характеризуется в опубликованных материалах меньшими значениями сопротивлений по

сравнению с подстилающими и дифференцированными значениями других методов без уточнения. По имеющемуся описанию керна (Таблица 9) в области проведения границы установлены песчаники и аргиллиты, по наличию вложенных пиков ГК-НГК, осыпанию ствола, возросшей проводимости и отклика АК логичнее предположить наличие пластов угля или серии сильно углефицированного материала, и именно по ним проводить границу толщи. 20-метровую пачку алевролитов автору установить не удалось. Определено 20 слоев угля и породы, обогащенной концентрированным углефицированным материалом, на основании данных АК, ИК, ГК, НГК и кавернометрии, большая их часть сосредоточена в верхней половине толщи, а наиболее мощные слои (2-3 м) установлены в кровле (Приложение 1). От кровли к подошве происходит переход от преобладания аргиллитов к песчаникам, что установлено на основании общего тренда к снижению радиоактивности, отклика АК и значений проводимости.

Таблица 9 – Описание керна чочосской толщи

Интервал 5148,0-5153,0 м. Вынос керна 3,5 м 70%	
1,00	Песчаники серые с тонкими и мелкими (до 2 см) прослойками аргиллитов темно-серых
0,25	Песчаники серые
0,75	Аргиллиты темно-серые
1,50	Переслаивание аргиллитов темно-серых и песчаников серых (песчанистость 25-30%)
Интервал 5208,0-5214,0 м. Вынос керна 3,1 м 51,6%	
1,50	Аргиллиты темно-серые
1,60	аргиллит темно-серый (прослой угля 7 см), содержит линзочки песчаника
Интервал 5280,0-5286,0 м. Вынос керна 1,2 м 20,0%	
1,20	Аргиллиты темно-серые
Интервал 5368,0-5373,0 м. Вынос керна 3,1 м 62,0%	
3,10	Аргиллиты темно-серые
Интервал 5482,0-5488,0 м. Вынос керна 2,5 м 41,6%	
2,50	Аргиллиты темно-серые
Интервал 5596,0-5602,0 м. Вынос керна 3,6 м 58,3%	
1,10	Аргиллиты темно-серые
1,30	Песчаники серые разномерные
0,80	Аргиллиты темно-серые
0,40	Песчаники серые мелкозернистые

Харбалахская толща. Название дано по оз. Харбалах на правом берегу р. Вилюй. Выделена в 1986 г. В.В. Граусман. Вскрыта в интервале 5143-4695 м в скв. Средневилюйской-27. Представлена светло-серыми и серыми песчаниками с прослоями и пачками переслаивания алевролитов, алевритистых песчаников и реже алевритистых аргиллитов. Песчаники мелко- и среднезернистые, часто алевритистые, неотсортированные, полевошпат-граувакковые с карбонатным, гидрослюдистым, кварцевым и гидрослюдисто-глинистым цементом. Алевролиты и алевритистые аргиллиты темно-серые, плотные, часто тонкослоистые за счет слоёв светло-серого песчаника и углистого материала. В алевролитах, иногда карбонатизированных, встречаются включения пирита от мелких до 2,5-4 см. Толща содержит 6 пластов каменного угля высотой 0,4-1,0 м. Мощность ее - 447 м. Содержит остатки растений нижней перми. Сопоставляется с кемеровским горизонтом Кузбасса. Залегает на чочосской толще, перекрывается кубалангдинской толщей [Граусман, Жерновский, 1986; Граусман, Мейен, 1987].

Аналогично вышеописанным толщам, для выделения использовался каротаж сопротивлений: меньшие значения относительно вышележащих и сходные с нижележащими. Остальные методы описаны как дифференцированные кривые без уточнений. При интерпретации данных ГИС автором установлено трёхчленное строение толщи: преимущественно глинистый интервал 4695-4865 м, преимущественно песчанистый интервал 4865-4935 м и интервал переслаивания пачек песчаников, алевролитов и аргиллитов 4935-5143 м, что согласуется с описанием керна (Таблица 10; Приложение 1). Границы между интервалами резкие, постепенного роста/падения сигнала нет. Определено 16 маломощных слоев угля и породы, обогащенной концентрированным углефицированным материалом (по комплексу АК, ИК, ГК, НГК и кавернометрии), они сосредоточены в верхнем, глинистом интервале и в кровле нижнего интервала переслаивания (Приложение 1). На основании собственной интерпретации предлагается проводить верхнюю границу толщи по возрастанию радиоактивности и связанной с ней пачкой аргиллитов, содержащих слой угля, в кровле.

Таблица 10 – Описание керн харбалахской толщи

Интервал 4852,0-4857,0 м. Вынос керн 2,4 м 48%	
2,40	Песчаники серые среднезернистые до крупнозернистых, массивные
Интервал 5002,0-5012,0 м. Вынос керн 2,1 м 21%	
2,10	Аргиллиты темно-серые до черных слабоалевритистые массивные
Интервал 5012,0-5019,0 м. Вынос керн 3,2 м 45,7%	
3,20	Аргиллиты темно-серые
Интервал 5085,0-5092,0 м. Вынос керн 4,2 м 60%	
0,30	Песчаники серые
0,40	Песчаники серые
0,15	Тонкое переслаивание песчаников серых мелкозернистых и аргиллитов темно-серых алевритовых
1,85	Грубое переслаивание песчаников серых мелкозернистых и аргиллитов темно-серых алевритовых
1,50	Аргиллиты темно-серые
Интервал 5092,0-5100,0 м. Вынос керн 4,0 м 50%	
4,00	Переслаивание аргиллитов темно-серых алевритистых и песчаников серых мелкозернистых алевритистых (песчаность 20%)

Кубалангдинская толща. Название дано по оз. Кубалангда (правобережье р. Виллой). Выделена в 1986 г. В.В. Граусман. Вскрыта в интервале 4696-4305 м в скв. Средневиллойской-27. Представлена песчаниками, образующими в верхней и нижней частях толщи пачки мощностью 40-50 м с прослоями алевролитов и пачки переслаивания алевролитов, аргиллитов и углей. Песчаники светло-серые, серые, темно-серые, мелко- и тонкозернистые, часто алевритистые, переходящие в алевролит, полевошпат-граувакковые с гидрослюдистым и кальцитовым цементом. Алевролиты и аргиллиты серые и темно-серые, плотные, участками тонко-, иногда неяснослоистые. Толща содержит 11 пластов угля высотой 0,5-1,5 м. Мощность ее – 391 м. Встречены остатки растений нижней перми. Сопоставляется с усятским горизонтом Кузбасса. Залегаet на харбалахской толще, перекрывается хомустахской толщей [Граусман, Жерновский, 1986; Граусман, Мейен, 1987].

Авторы, выделившие толщу, указывают на её несколько большие показатели сопротивления, описания кривых ГК, НГК и кавернометрии даны аналогично всем приведенным выше толщам. Отмечено, что значения радиоактивности несколько ниже, чем у подстилающих и перекрывающих толщ. Определено 19 слоев угля и

породы, обогащенной концентрированным углефицированным материалом (по комплексу АК, ИК, ГК, НГК и кавернометрии), присутствующих повсеместно, кроме мощных пачек песчаников в верхней и центральной частях толщи. Очевидна ошибка в увязке интервала отбора керн и данных ГИС (Таблица 11; Приложение 1), смещение оценивается в 20 м. В прочих местах отбора керн такого сильного несоответствия не установлено. Первые две трети толщи характеризуются чередованием мощных (25-50 м) пачек песчаников (иногда с примесью алевроито-глинистого материала) и различных по мощности аргиллитов и алевролитов, нижняя треть аналогична верхнему интервалу харбалахской толщи. Песчаники здесь обладают низкими сопротивлениями и снижением диаметра скважины за счет глинистой корки (как правило соответствует пористым песчаникам), что может указывать на их водонасыщенность. Верхняя граница отчетливо определяется по первой пачке песчаников в кровле толщи, по ним же была проведена граница между мохсологской серией и хомуствахской толщей в скв. Средневиллюйская-22 [Граусман и др., 1982].

Таблица 11 – Описание керн кубалангдинской толщи

Интервал 4361,0-4371,0 м. Вынос керн 3,5 м 35%	
3,50	Аргиллиты темно-серые до черных массивные
Интервал 4604,0-4614,0 м. Вынос керн 0,3 м 3%	
0,30	Алевролиты серые с прослоями аргиллитов темно-серых

Ханчагайская серия. В нее входят тарагайская, кюндейская, харыйасская и хомуствахская толщи верхней перми. На Логлорском валу кюндейская и харыйасская объединены в дюлюнскую толщу, в южной части и на юго-западном борту в онхойдохскую толщу. Аналогом верхнепермских отложений на северо-западном борту является логлорская толща, на южном борту – тогойдохская толща. Стратотипом для выделения кюндейской, харыйасской и хомуствахской толщ послужила скв. Средневиллюйская-22 (забой около 4,5 км), где был получен полный разрез до верхов мохсологской серии [Голубева и др., 1980]. Отложения встречаются повсеместно в скважинах, вскрывших верхний палеозой, до зон выклинивания на севере

– в бассейне средних течений рек Линда и Тюкен, на юге – в верховьях рек Быракан и Лунгха [Голубева и др., 1980]. В работе [Голубева, 1982] приведены описание и характеризующие признаки представленной серии, имеется корреляция по территории гемисинеклизы с северо-запада на юго-восток и дана типизация разрезов. По классификации И.И. Голубевой Хапчагайский мегавал относится к наиболее мощному и полному центральному типу разреза.

Хомустахская толща распространена в центральной части Вилюйской гемисинеклизы, на Логлорском вале, Тюкян-Чыбыдинской моноклинали, в северо-восточной части Кемпендяйской впадины. Выделена в 1980 г. И.И. Голубевой, В.В. Граусман и др. Вскрыта в интервале 4305-3887 м в скв. Средневилюйской-27. Представлена чередованием сероцветных песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники находятся в подчинённом соотношении с глинисто-алевролитовым комплексом. В верхней части толщи отмечаются маломощные (до 1 м) прослои алевроитового мергеля и глинистого известняка. В кровле установлен пласт пеплового туфа (в скв. Средневилюйская-22). Песчаники мелко-, среднезернистые, мезомиктовые и олигомиктовые, кварцевые, аркозовые. Породы горизонтально-, косослоистые до полосчатых. В разрезе скважин Средневилюйской, Среднетюнгской, Чыбыдинской, Байской и Быраканской площадей встречены 8-20 пластов угля высотой 0,5-4,0 м. Мощность ее – 340-400 м, к бортам – до 180 м. Содержит растительные остатки верхней перми. Сопоставляется с кузнецким горизонтом Кузбасса. Залегаёт на мохсоголохской серии, перекрывается харыйасской, дюлюнской, онхойдохской толщами [Голубева и др., 1980; Граусман и др., 1982].

По опубликованным данным нижняя граница толщи на основании ГИС фиксируется по переходу от мощных песчаниковых пачек к чередованию песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей. Сходным образом проводится и верхняя граница – по переходу к мощному безугольному пласту песчаника. При собственной интерпретации эти признаки были подтверждены. В отсутствии отбора керн в кровельной части, где предполагается наличие туфогенных пород, было принято решение не наносить соответствующий крап и интерпретировать типовую для разреза кар-

тину, характеризующую песчаник. Также в работе [Граусман и др., 1987] при изучении разреза 27-ой скважины указанная пачка не описана. Толща обладает наибольшим количеством пластов угля и породы, обогащенной концентрированным углефицированным материалом (по комплексу АК, ИК, ГК, НГК и кавернометрии) в разрезе верхнепалеозойских пород скважины – 28, присутствующих повсеместно (Приложение 1). Начиная с этой толщи и выше по разрезу выделение этих пластов становится методически сложнее, так как при данной степени метаморфизма угли менее хрупкие (сложнее оценить по кавернометрии) и хуже проводят электрический ток (данные ИК). Толща содержит наибольшее количество аргиллитов, содержащих остатки растительной органики (Таблица 12), на них приходится около 55% всей мощности. Среднее значение $C_{орг}$ по толще составляет 1,56% (данные по 4 обр. из кровли), что делает её достаточно привлекательной в качестве выделения как главной газогенерирующей толщи района. По высоким значениям сопротивлений песчаников можно предположить газонасыщение.

Таблица 12 – Описание керна хомустанской толщи

Интервал 3928,0-3933,0 м. Вынос керна 2,6 м 52,0%	
2,60	Аргиллиты темно-серые алевритистые плитчатые массивные, присутствуют отпечатки растений
Интервал 3933,0-3939,0 м. Вынос керна 0,75 м 12,5%	
0,50	Аргиллиты черные массивные плитчатые с отпечатками растений
0,25	Песчаники серые мелкозернистые (мелкий и крупный УРД)

Харыйасская толща распространена на Хапчагайском вале, в центральной части Вилуойской гемисинеклизы, а также в составе дюлюнской толщи на Логлорском валу, в составе онхойдохской толщи на территории южной части и юго-западного борта. Выделена в 1980 г. И.И. Голубевой, В.В. Граусман и др. Вскрыта в интервале 3887-3480 м в скв. Средневилуойской-27. Представлена переслаиванием алеврито-глинистых пород с песчаниками (мезомиктовыми кварцевыми, аркозовыми и граувакко-аркозовыми), мало отличающимися от хомустанских. Довольно мощные пачки последних (до 15-20 м) отмечаются в приподошвенной части. Пол-

ностью вскрыта в скважинах Средневилюйской и Мастахской площадей. Мощность – 350-420 м. Содержит растительные остатки верхней перми. Толща сопоставляется с казанково-маркинским и ускатским горизонтами Кузбасса. Залегает на хомустахской толще, перекрывается кюндейской толщей. Считается безугольной частью пермского разреза Вилюйской гемисинеклизы [Голубева и др., 1980; Граусман и др., 1982].

Рекомендаций к проведению верхней границы толщи, а также её геофизическая характеристика в опубликованной литературе не указаны. Выделение основано на возрасте растительных остатков. Харыйасская толща, как и вышележащая кюндейская, описываются как безугольные, несмотря на это на основании данных АК, ГК и НГК автором было установлено 18 слоёв, соответствующих характеристикам угля или породы, обогащенной концентрированным углефицированным материалом. Не противоречат этому и данные о нахождении углефицированного растительного детрита (УРД) при описании керна (Таблица 13). Верхняя половина толщи характеризуется глинисто-алевролитовым составом, нижняя – алеврито-песчаниковым. Песчаники вероятнее всего водонасыщенные (кавернометрия, КС, ИК). Отмечен постепенный рост радиоактивности от подошвы к кровле, верхнюю границу возможно проводить по резкому её падению.

Таблица 13 – Описание керн харыйасской толщи

Интервал 3522,0-3537,0 м. Вынос керн 0,8 м 5,33%	
0,80	Песчаники серые преимущественно мелкозернистые с прослоями алевролитов темно-серых слабослюдистых, содержат УРД
Интервал 3537,0-3552,0 м. Вынос керн 3,0 м 20,0%	
2,50	Песчаники серые мелкозернистые алевритистые с тонкими прослойками аргиллитов углистых (до 1 мм) (песчаность 70-80%)
0,50	Песчаники светло-серые мелкозернистые известковистые, массивные, однородные, содержат УРД
Интервал 3650,0-3660,0 м. Вынос керн 5,0 м 50,0%	
0,15	Песчаники светло-серые мелкозернистые
0,85	Переслаивание алевролитов песчаных и песчаников мелкозернистых с аргиллитами темно-серыми с черными пятнами, обогащенными УРД
4,00	Аргиллиты темно-серые алевритовые и алевритистые
Интервал 3660,0-3675,0 м. Вынос керн 4,5 м 30,0%	
1,50	Аргиллиты темно-серые
0,25	Аргиллиты темно-серые
0,75	Песчаники серые мелкозернистые
0,15	Аргиллиты темно-серые
0,30	Песчаники серые мелкозернистые
0,45	Алевролиты серые
0,10	Песчаники серые мелкозернистые
0,60	Аргиллиты темно-серые
0,40	Песчаники серые мелкозернистые
Интервал 3800,0-3810,0 м. Вынос керн 7,0 м 70,0%	
7,00	Песчаники серые мелко- и среднезернистые
Интервал 3810,0-3821,0 м. Вынос керн 5,9 м 53,6%	
0,60	Аргиллиты темно-серые алевритовые и алевритистые
0,55	Переслаивание алевролитов и аргиллитов, при преобладании алевролитов
3,15	Аргиллиты темно-серые, переходящие в глинистые алевролиты с примесью песчаного материала
1,60	Песчаники светло-серые среднезернистых
Интервал 3821,0-3831,0 м. Вынос керн 3,5 м 35,0%	
2,10	Грубое переслаивание аргиллитов темно-серых и песчаников серых мелкозернистых
1,40	Грубое переслаивание аргиллитов темно-серых и песчаников серых мелкозернистых алевритовых и алевритистых (песчаность до 30%)
Интервал 3831,0-3840,0 м. Вынос керн 6,3 м 70,0%	
3,80	Песчаники светло-серые мелкозернистые
0,05	Аргиллиты темно-серые массивные, плотные
1,10	Песчаники серые и светло-серые мелкозернистые
0,65	Алевролиты темно-серые песчаные
0,10	Алевролиты темно-серые песчаные
0,60	Алевролиты темно-серые песчаные и глинистые

Кюндейская толща распространена на Хапчагайском мегавале, в центральной части Вилюйской гемисинеклизы, а также в составе дюлюнской толщи на Логлорском валу, в составе онхойдохской толщи на территории южной части и юго-западного борта. Выделена в 1980 г. И.И. Голубевой, В.В. Граусман и др. Вскрыта в интервале 3480-3226 м в скв. Средневилюйской-27. Представлена переслаиванием песчаников, алевроито-глинистых пород. В кровле - прослой туфопесчаника, туффита, в средней части – пласт тонкослоистой глинисто-карбонатной породы. Песчанистые разности сосредоточены главным образом в нижней части толщи. Полностью вскрыта скважинами Средневилюйской и Мастахской площадей. Мощность толщи – 260-280 м. Содержит растительные остатки верхней перми. Кюндейская толща сопоставляется с ленинским горизонтом Кузбасса. Залегает на харыйасской толще, перекрывается тарагайской толщей [Голубева и др., 1980; Граусман и др., 1982].

По доступным в опубликованных источниках данным верхняя граница проводится по появлению в разрезе пластов угля тарагайской толщи. Интерпретации кюндейской толщи выше 3350 м не проводилось, так как этот интервал выходит за рамки отобранной коллекции, а в литературных источниках он описан достаточно подробно (часто в составе онхойдохской и дюлюнской толщ). Можно отметить лишь выделение 6 слоёв угля или породы, обогащенной углефицированным материалом, что находится в соответствии с описанием керна (Таблица 14) и наличие мощных пластов (30-40 м) водонасыщенного (кавернометрия, ИК) песчаника в приподошвенной части толщи (Приложение 1).

Таблица 14 – Описание керн кюндейской толщи

Интервал 3370,0-3385,0 м. Вынос керн 9,6 м 64,0%	
0,60	Тонкое переслаивание алевролитов серых плотных и аргиллитов темно-серых
4,40	Песчаники светло-серые средне-мелкозернистые слюдистые, содержит УРД
1,00	Песчаники светло-серые мелкозернистые, содержит УРД
0,45	Песчаники светло-серые мелко-среднезернистые массивные, содержит УРД
1,85	Переслаивание линзовидно-волнистое песчаников, алевролитов и аргиллитов (<20%) темно-серых в разной степени алевритистых, содержит УРД
0,70	Аргиллиты темно-серые плитчатые с редкими прослоями песчаника
0,60	Переслаивание тонкое, неравномерное аргиллитов и песчаников (песчанность 50-60%)
Интервал 3385,0-3400,0 м. Вынос керн 3,75 м 25,0%	
2,10	Неравномерное переслаивание песчаников (90%) мелкозернистых (преобладают), среднезернистых слабосцементированных, прослоями слабоизвестковистых и аргиллитов темно-серых
0,80	Переслаивание аргиллитов темно-серых алевритистых, обогащенных УРД и слюдой с песчаниками серыми (песчанность до 50%)
0,85	Переслаивание песчаников и аргиллитов

Тарагайская толща Выделена в 1980 г. в центральной части Вилуйской гемисинеклизы И.И. Голубевой, В.В. Граусман и др. Сероцветные песчаники с прослоями и пачками переслаивания алевролитов и аргиллитов. Песчаники полевошпат-кварц-граувакковые, от мелкозернистых до гравийных, с линзами мелкогалечных кремнево-кварцевых конгломератов и линзочками сидерита. Породы горизонтально-, косоволнистослоистые. Полностью вскрыта скважинами Средневилуйской, Мастахской, Среднетюнговской, Чыбыдинской, Байской, Быраканской и Кэдэпчинской площадей. По данным разных скважин толща содержит порядка 15 пластов угля (высота 2-6 м). Мощность ее – 148-280 м. Содержит остатки верхнепермских растений. Толща коррелируется с верхней половиной ленинского горизонта Кузбасса. Залегает на кюндейской, дюлюнской или онхойдохской толщах, несогласно перекрывается отложениями нижнего триаса [Голубева и др., 1980; Граусман и др., 1982]. Вышележащие осадки нижнего триаса в разрезе залегают с размывом на породах верхней перми [Граусман, Сластенов, 1978].

4. Тектоническое строение и история развития Вилюйского палеобассейна

Вилюйская гемисинеклиза – отрицательная структура трапециеобразной формы («геми» – полу, половина), раскрывающаяся в северо-восточном направлении, расположена в восточной части Сибирской платформы. В работе принята классификация структуры как гемисинеклизы согласно современным представлениям о строении Сибирской платформы (по [Конторович и др., 2009]). Термин был введен в 80-х годах XX века К.И. Микуленко [Микуленко, Хмелевский, 1985]. С севера она граничит с Анабарской антеклизой, южный склон гемисинеклизы сформирован на северном склоне Алданской антеклизы, на юго-западе через Кемпедяйскую впадину сочленяется с Предпатомским региональным прогибом, и через Сюгджерскую седловину с Непско-Ботубинской антеклизой на западе. Граница с Предверхооянским краевым прогибом проводится по смене ориентировок пликативных и дизъюнктивных дислокаций [Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Тектоника, геодинамика..., 2001]. Северо-восточные и субширотные их ориентировки признаются характерными для гемисинеклизы, а северо-западные и субмеридиональные – для краевого прогиба. В указанных выше границах площадь гемисинеклизы составляет около 330 тыс. км², длина 625 км, средняя ширина – 200 км [Лено-Вилюйская..., 1969; Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Тектоника, геодинамика..., 2001]. Границы выхода среднеюрских отложений на дневную поверхность оконтуривают область устойчивого прогибания [Шатский, 1932б; Геология нефти..., 1981].

Осадочное выполнение Вилюйской гемисинеклизы перекрывает Нюрбинский позднепротерозойский орогенный пояс (2,5-1,2 млрд лет), перпендикулярно секущий Далдыно-Алданский гранулитовый пояс, расположенный между Западно-Якутским и Восточно-Якутским протократоном [Тектоника, геодинамика..., 2001]. Фундамент гетерогенный архейско-раннепротерозойский, сформировавшийся окончательно к концу раннего рифея. Глубина залегания фундамента достигает 10-15 км в Линденской и Лунгхинско-Келинской впадинах и 10 км в пределах Хапча-

гайского мегавала [Губин, 2020]. По поверхности фундамента Виллюйская гемисинеклиза хорошо выражена. В ее пределах наиболее значимы Линденская впадина, приуроченная к северо-западному борту, Китчанский выступ, берущий своё начало у устья р. Виллюй и ориентированный на юго-запад, Лунгхинско-Келинский мегапрогиб, приуроченный к южному борту и ограниченный с севера р. Лена, Хапчагайский мегавал, протягивающийся с запада на восток на южном склоне гемисинеклизы (Рисунок 10). Всего сейсморазведочными работами на территории Виллюйской гемисинеклизы выявлено более 100 локальных поднятий. Среди них преобладают структуры площадью около 100 км² и амплитудой до 100 м [Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

В строении гемисинеклизы выделяют три зоны, основываясь на залегании (выделение зон проводится по аналогии с Западно-Сибирским мегабассейном согласно работам [Геология нефти..., 1981; Нефтегазоносные бассейны..., 1994]). Внутренняя зона характеризуется максимальными и относительно выдержанными толщами каменноугольно-пермских и мезозойских отложений, в региональном плане залегающих полого (Рисунки 11, 12). В числе выявленных структур первого порядка важнейшее значение имеет Хапчагайский мегавал; его амплитуда по различным горизонтам мезозоя составляет около 500 м. Мегавал осложнён тремя куполовидными поднятиями второго порядка и рядом локальных поднятий. С запада на восток на мегавале располагаются Средневиллюйско-Толонское (размер 50x15 км, площадь 685 км², амплитуда по подошве мезозоя 200 м), Мастахское (50x15 км, 600 км², 220 м) и Неджелинское (30x15 км, 430 км², 200 м) поднятия. К перечисленным структурам приурочены одноименные месторождения.

Внешняя зона гемисинеклизы структурно неоднородна. Общим является относительно простое моноклиналиное строение с наклоном слоёв не более 1,5° в сторону внутренних зон гемисинеклизы [Геология нефти..., 1981; Нефтегазоносные бассейны..., 1994]. Переходная зона отличается флексуорообразным строением, также моноклиналиным, но относительно крутым (до 10°) углом падения слоёв. Этим объясняется их сравнительно быстрое погружение от первых сотен метров в верхней части зоны до 5-6 км в нижней. Вниз по падению пластов одновременно с

увеличением мощности нарастает стратиграфическая полнота разреза [Геология нефти..., 1981; Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

В *рифее* восточные районы Сибирской платформы составляли единую плиту, подвергшуюся активному рифтогенезу, что подтверждается наличием магматических пород рифейского возраста. На территории Лено-Вилуйского бассейна в это время предполагаются узкие рифтогенные прогибы, разделявшие обширные области формирования платформенного чехла. В этих внутренних зонах происходили процессы сводообразования, проявлялся магматизм и формировались относительно маломощные грубообломочные терригенные и вулканогенно-терригенно-карбонатные толщи [Лено-Вилуйская..., 1969; Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Тектоника, геодинамика..., 2001; Башарин, Фрадкин, 2005].

Венд-силурийский этап развития характеризуется преимущественно платформенным режимом. В это время образуется выровненный по мощности региональный покров. Начавшаяся в венде трансгрессия достигла своего максимума в раннем-среднем кембрии. В пределах Лено-Вилуйского бассейна рифовые образования этого возраста протягиваются полосой северо-западного простирания в западной его части, а обогащённые органическим веществом отложения нижнего-среднего кембрия предполагаются к востоку от рифовых систем. [Геология рифовых..., 1979; Геология нефти..., 1981; Стратиграфия нефтегазоносных... 2016; Губин и др., 2021] Преимущественно карбонатный и сульфатно-карбонатный состав осадков свидетельствует об отсутствии в этот период интенсивных тектонических воздыманий. Северо-восточное направление фациальной зональности с преобладанием открыто-морских обстановок сохраняется на протяжении ордовика и силура [Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

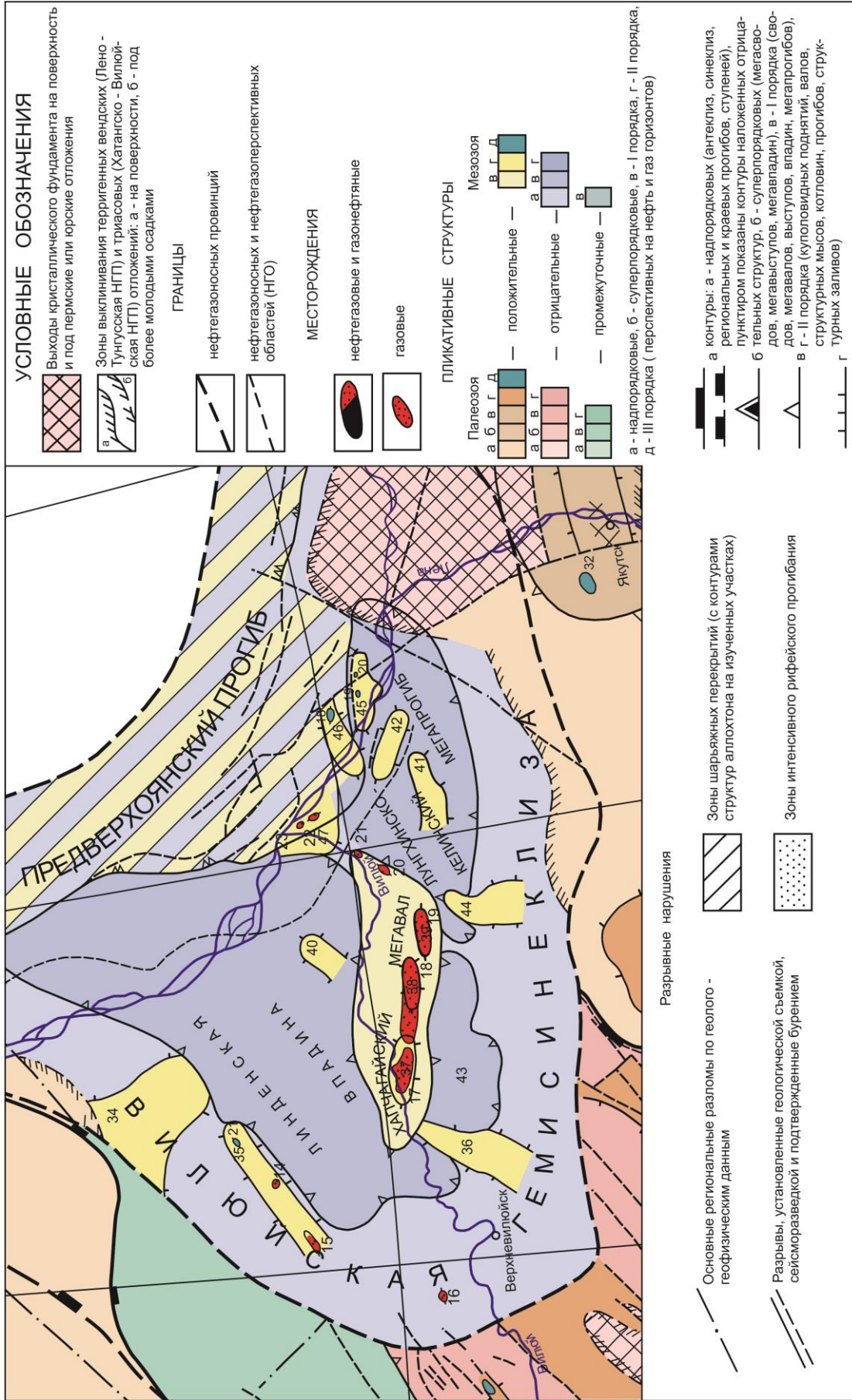


Рисунок 10 – Основные структуры Вилюйской гемисинеклизы (фрагмент [Тектоническая карта нефтегазоносных..., 2006 (Ф)])

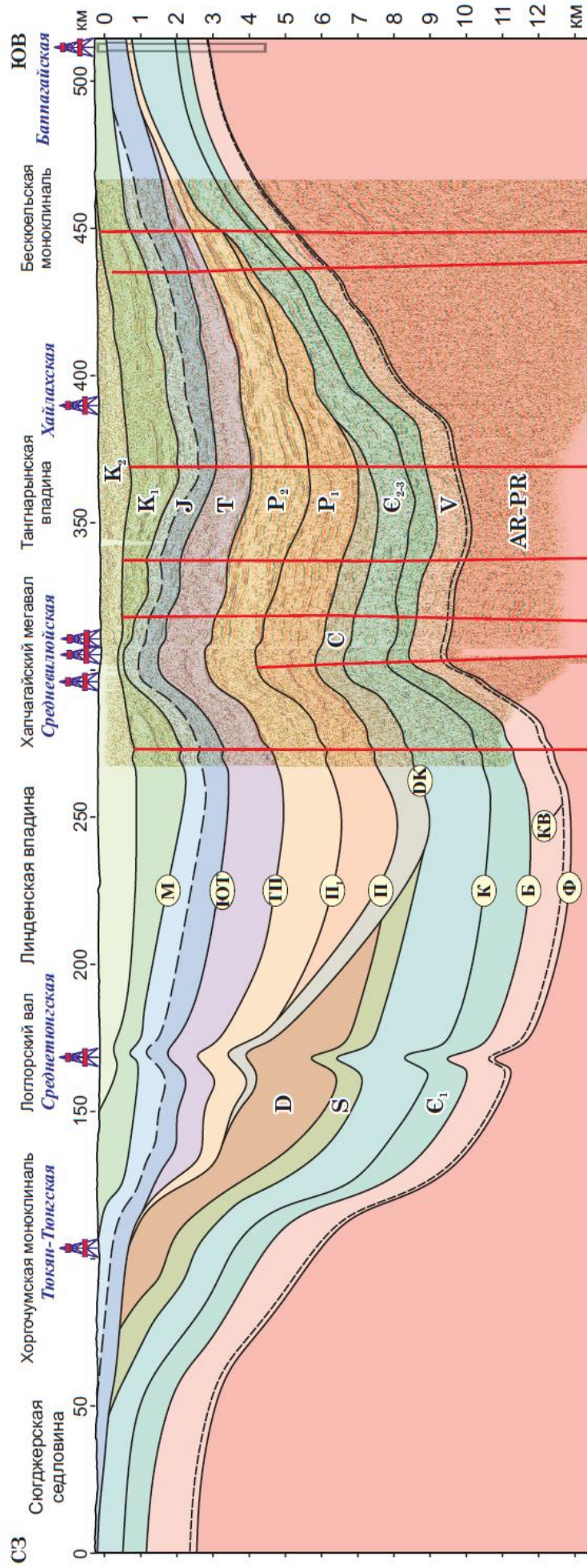


Рисунок 11 – Глубинный сейсмогеологический разрез центральной части Виллюйской гемисинеклизы по направлению с северо-запада на юго-восток [Губин, 2020]

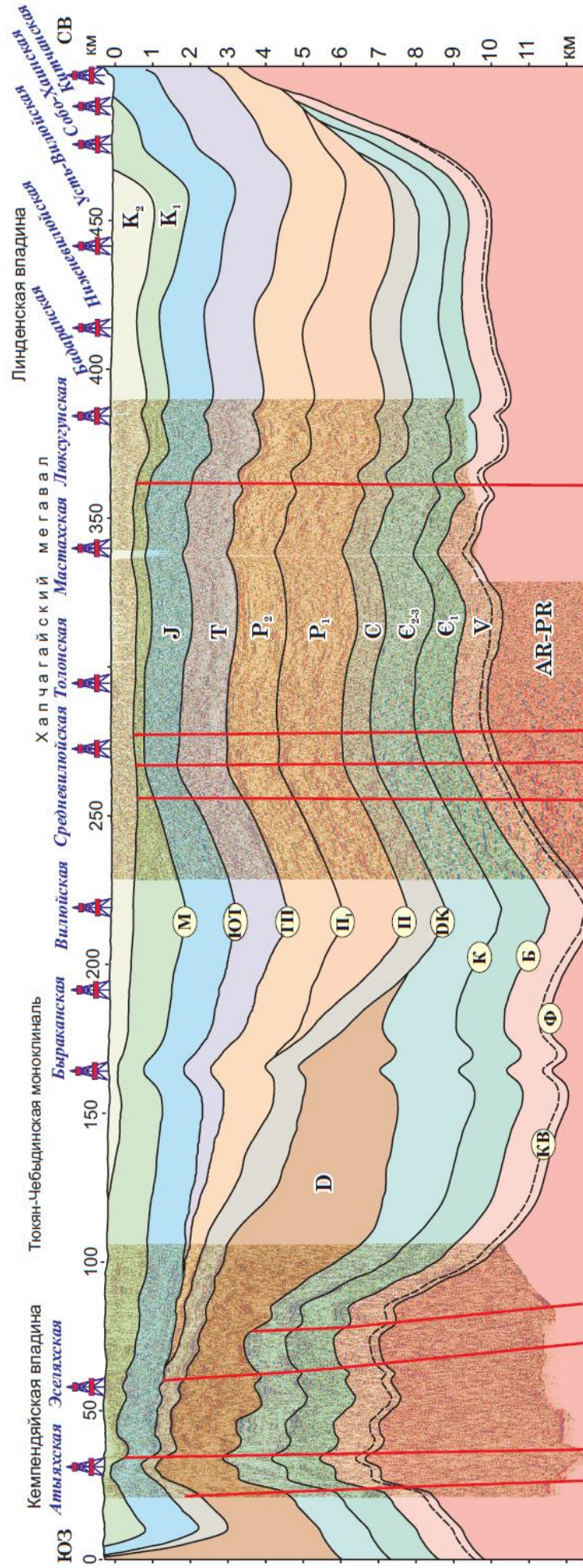


Рисунок 12 – Глубинный сейсмогеологический разрез осевой части Вилюйской гемисинеклизы по направлению с юго-запада на северо-восток [Губин, 2020]

Ранее считалось, что *девонский этап* развития бассейна связан с продолжением в Вилюйской гемисинеклизе Верхоянской среднепалеозойской палеорифтовой системы [Геология нефти..., 1981; Гайдук, 1988; Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Тектоника, геодинамика..., 2001; Фролов и др., 2019], вследствие чего предполагалось наличие авлакогенов, заполненных среднепалеозойским вулканогенно-обломочным материалом. Но, как было обосновано с помощью современной сейсморазведки [Губин, 2020; Губин и др., 2021], рифтогенез себя не проявил в виде разрывных нарушений и грабенообразования во внутренних районах гемисинеклизы. Распространение девонских пород ограничено северо-западным бортом, они выклиниваются вниз по склону, не доходя до Хапчагайского мегавала (Рисунки 11, 12). Несмотря на это, наличие скоплений даек и силлов на Алданской и Анабарской антеклизах указывает на наличие процессов растяжения земной коры. Раннедевонский этап характеризуется расположением области выше уровня моря, из чего можно сделать вывод о частичном выветривании и формировании локальных областей сноса.

При переходе к *каменноугольно-пермскому этапу* происходит повсеместная регрессия на территории Сибирской платформы, а её восточное обрамление сменяет свой геодинамический режим на пассивную континентальную окраину. Над этой прогнутой областью Вилюйского палеобассейна сформировался обширный залив, глубоко вдавшийся в тело платформы. Отложения среднего-верхнего карбона и перми представляют собой терригенный комплекс, часто угленосный, сформированный за счет обильного питания области выноса бассейна крупными палеореками продуктов денудации Анабаро-Оленёкского поднятия и Анабарского свода [Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Тектоника, геодинамика..., 2001; Фролов и др., 2019]. В сторону современной границы с Предверхоянским прогибом происходило увеличение глубины бассейна и, соответственно, смена обстановок осадконакопления на морские и глубоководно-морские.

На границе *перми и триаса* происходит второе, после девонских интрузий, тепловое событие, связанное с внедрением Сибирских траппов. Принципиальных

изменений в характере нисходящих движений в этот период, относительно предшествовавшей эпохи, не произошло [Тектоника, геодинамика..., 2001]. Максимальная мощность осадков (до 1,6 км) наблюдается в центральной части бассейна. Заключительный этап триасового осадконакопления характеризовался существенным повышением восходящих движений в областях сноса. Об этом свидетельствуют общее огрубление песчаников и появление в них значительного количества прослоев конгломератов и гравелитов по направлению к бортам гемисинеклизы. Таким образом, переход от триасового этапа к юрскому во многом подобен переходу от перми к триасу. Ему также отвечают: выход территории из-под уровня седиментации, продолжительная слабая деформация и размыв отложений в эпоху перерыва, формирование коры выветривания и смена вещественного состава [Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

В *раннеюрскую эпоху* значительно расширяется бассейн седиментации. В поздней юре существенно возросла скорость седиментации. Видимо, этим обстоятельством определяется проявление малоамплитудных конседиментационных движений сбросового типа по ряду разломов в Вилюйской гемисинеклизе. К позднеюрской эпохе относится начало формирования структур Хапчагайского мегавала, разделивших ранее недифференцированную область прогибания в гемисинеклизе на ряд самостоятельных впадин. На большей части территории бассейна, за исключением его северных районов, осадки накапливались уже в континентальных условиях [Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Башарин, Фрадкин, 2005; Фролов и др., 2019].

Для *раннемеловой эпохи* характерно дальнейшее повышение скорости осадконакопления на всей территории бассейна. В его центральных районах происходит существенное структурообразование. Дифференцированная мощность нижнего мела отражает все структуры I-II порядка и подавляющее число локальных поднятий. Структурообразование во времени проходило неравномерно. Конец раннемеловой эпохи характеризуется затуханием структурообразующих движений на территории бассейна, прекращением роста горно-складчатого сооружения на во-

стоке и его размывом, а также формированием в кровле нижнемеловых пород каолиновой коры выветривания [Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Башарин, Фрадкин, 2005; Фролов и др., 2019]. В позднемеловую эпоху произошло возобновление движений в складчатой области. Интенсивному орогенезу и складкообразованию в Верхоянье в этот период отвечал слабый рост структур на территории гемисинеклизы. Позднемеловая эпоха, как и раннемеловая, завершилась прекращением складчатых деформаций и размывом горного сооружения [Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

В *раннем палеогене* наступает период тектонического покоя с формированием кор выветривания. С олигоцена возобновляется орогенез. В неоген-четвертичное время наиболее интенсивно проявлялись вертикальные движения [Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

5. Нефтегазоносность верхнепалеозойских отложений Хапчагайского мегавала Вилюйской гемисинеклизы

Нефтегазоносные геологические системы Вилюйской гемисинеклизы и Предверхоянского прогиба объединяются в Лено-Вилюйскую нефтегазоносную провинцию (НГП), в которую включены Вилюйская и Приверхоянская нефтегазоносные области (НГО) (Рисунок 13).

Ранее уже были приведены основные этапы газонефтепоисковых работ в провинции, в результате которых открыто 11 газовых и газоконденсатных месторождений (Таблица 15) в пределах Вилюйской гемисинеклизы и примыкающей к ней части Предверхоянского краевого прогиба [Геология нефти..., 1981; Тектоника, геодинамика..., 2001]. Продуктивные горизонты Лено-Вилюйской НГП связаны с терригенными отложениями верхнепермского, нижнетриасового и нижнеюрского продуктивных комплексов. В главе I уже приводилось обоснование связи залежей газа и газоконденсата с верхнепалеозойским материнским ОБ [Казаринов и др., 1967; Конторович и др., 1971в; Органическая геохимия..., 1974]. Более древние

толщи во внутренних зонах провинции изучены слабо из-за глубокого залегания [Геология нефти..., 1981].

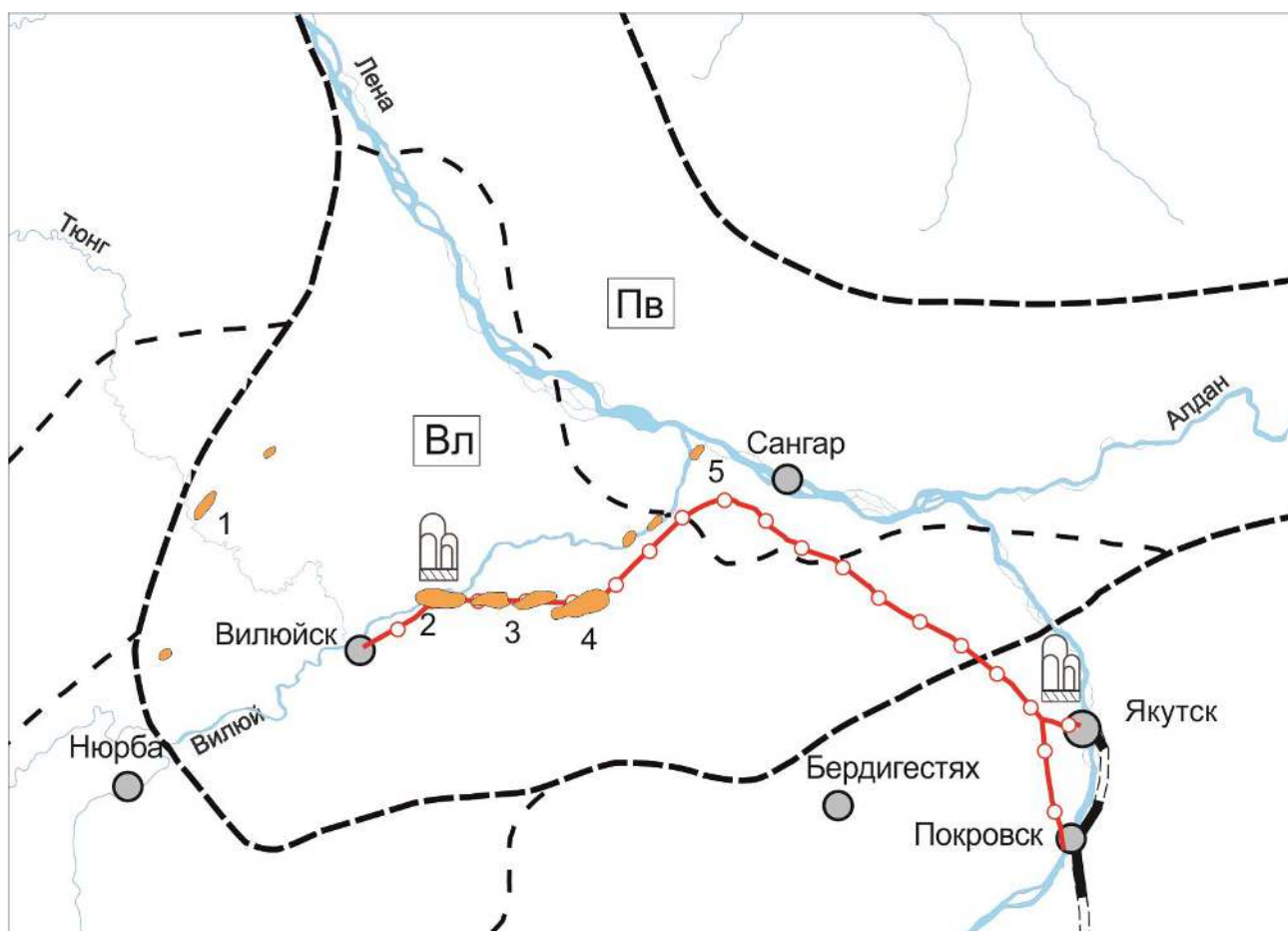
Верхнепермский продуктивный комплекс, представленный толщей сложного чередования песчаников, алевролитов, аргиллитов, углистых аргиллитов и пластов каменных углей, экранируется глинистой толщей неджелинской свиты нижнего триаса (20-40 м по [Фролов и др., 2019], 80-100 м по [Погодаев, 2018]). Содержит около трети всех доказанных запасов газа бассейна [Фролов и др., 2019]. Наиболее распространен в пределах Хапчагайского мегавала содержащий газоконденсатные залежи горизонт P_2-1 , на многих структурах присутствует пласт $T_1-1Vб$, залегающий в экранирующей толще неджелинской свиты. Более глубоко залегающие пласты-коллекторы горизонтов P_2-II и P_2-III контролируют небольшие самостоятельные залежи, приуроченные к сводовым частям локальных поднятий. Продуктивные горизонты пермского комплекса характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями, на 8,0-10,0 МПа превышающими гидростатические [Геология нефти..., 1981; Сафронов, 2000]. Газом насыщены как низкопроницаемые песчаники, так и песчаники, характеризующиеся достаточными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Последние слагают линзовидные тела, представленные средне-мелкозернистыми песчаниками с преобладанием кварца в составе обломочной части и содержащие не более 10 % глинистого цемента преимущественно каолинитового состава. Известные к настоящему времени залежи приурочены к этим линзовидным телам и характеризуются отсутствием подошвенных вод [Геология нефти..., 1981; Сафронов, 2000].

Начиная с 60-х годов представления о нефтегазоносности верхнепалеозойских отложений строились вокруг предположения о наличии единого газового поля по пермским породам, охватывающим Мастахское, Соболохское и Неджелинское месторождения. Такие оценки основывались на высокой газонасыщенности непосредственно под экранирующей толщей (Неджелинская покрывка), а также по наличию зон аномально высокого пластового давления (АВПД). Установленная впоследствии многопластовая форма привела к гораздо более низкой продуктивности, чем предположенная на начало разведочных работ [Бакин и др., 1976; Геология

нефти..., 1981; Сафронов, 2009]. Согласно исследованиям [Погодаев, 2018] ключевую роль в формировании залежей сыграли наличия АВПД и напряженное состояние гидродинамической системы пермо-триасового комплекса. Линденская впадина выступает в качестве области формирования напоров, которые в процессе перемещения по структуре Хапчагайского мегавала до областей разгрузки избыточного давления переформировали предсказанную «массивную» палеозалежь.

Нижнетриасовый продуктивный комплекс мощностью до 600 м представлен толщей преимущественно песчаного состава таганджинской свиты. Экраном комплекса является глинистая толща мономской свиты. В пределах Хапчагайского мегавала в его составе выделяются продуктивные горизонты: T₁-III и T₁-X в разрезе таганджинской свиты и T₁-II и T₁-I в разрезе глинистой мономской свиты. Все продуктивные горизонты представлены песчаниками, содержащими редкие прослойки алевролитов [Геология нефти..., 1981; Сафронов, 2000]. Комплекс содержит более половины доказанных запасов газа бассейна [Фролов и др., 2019].

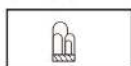
Нижнеюрский продуктивный комплекс мощностью до 400 м сложен преимущественно песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Он перекрывается наиболее выдержанной по площади глинистой толщей сунтарской свиты. Внутри этого комплекса выделяется до девяти продуктивных горизонтов и пластов [Геология нефти..., 1981; Сафронов, 2000].



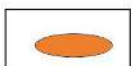
Условные обозначения

Крупные месторождения:

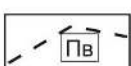
1- Среднетюнговское, 2- Средневиллюйское, 3- Толон-Мастахское, 4- Соболах-Неджелинское, 5- Усть-Виллюйское



проектируемые НГПЗ



газовые и газоконденсатные месторождения



границы нефтегазоносных областей
Вл - Виллюйская; Пв - Предверхоханская



границы Хатангско-Виллюйской нефтегазоносной провинции



газопроводы



железные дороги (а - действующие,
б - проектируемые и строящиеся)

Рисунок 13 – Схема нефтегазогеологического районирования и распределения ресурсов углеводородов Лено-Виллюйской нефтегазоносной провинции [Фрадкин и др., 2002]

Таблица 15 – Размещение нефтегазоносных комплексов и продуктивных горизонтов в разрезе Вилуйской нефтегазоносной области (взято из [Геологическое строение и ..., 2003 (Ф)] по [Геология нефти..., 1981])

Система	Отдел	Ярус	Свита	Нефтегазоносный комплекс	Продуктивный пласт	Месторождения														
						Средневилуйское	Толонское	Мастахское	Соболохское	Неджелинское	Бадаранское	Усть-Вилуйское	Среднетюнгское	Нижневилуйское	Нижнетюнкское	Андылахское				
Мел	нижний				K ₁ -a						△									
Юрская	верхний		бергеинская		J ₃ -a							△								
			марыхчанская		J ₃ -I	△•														
			нижневилуйск		J ₃ -II	△						△								
	средний		якутская		J ₂ -I	△•														
	нижний	J ₁ t	сунтарская	кызылсырская																
			J ₁ -I			△•		△•	△	△•					△	△				
		J ₁ -Ia																		
		J ₁ -Iб	△											△						
		J ₁ -II	○•							△•										
		J ₁ -IIв												△						
		J ₁ -IIг												△						
		J ₁ -IIд												△						
		J ₁ -IIе												△						
		J ₁ -IIIa												△						
		T ₁ o	тулурская																	
		T ₁ i	мономская			таганджинский	T ₁ -I	△	△											
			T ₁ -Ic				△													
			T ₁ -II				△•	△•											△	
T ₁ -III			△•				△•							△		△	△	△		
T ₁ -x	○•		△	△	△		○•			△			△							
T ₁ -IVa			△	△	△		•	△•												
неджелинская	таганджинский	T ₁ -IVб		△	△	△	△•													
		T ₁ -IVв		△	○															
		таргайский	P ₂ -I	△	△	△	△	△				△								
P ₂	таргайская толща	таргайский	P ₂ -II		△	△	△	△				△								
			P ₂ -III		○•		△	△				△								
			P ₂ -IV			○							△							
			Пермская	верхний	P ₂	таргайская толща	таргайский	P ₂ -I	△	△	△	△	△			△				



1 - газ, 2 - газ конденсатный, 3 - нефтепроявления, 4 - газопроявления; 5 - региональные флюидоупоры.

Основные месторождения провинции приурочены к двум антиклинальным структурам - Хапчагайскому мегавалу и Логлорскому валу (Рисунок 13), которые обрамляют основной очаг генерации УВ – Линденскую впадину [Геология нефти..., 1981]. Притоки УВ флюидов получены в диапазоне 700-3800 м [Фролов и др., 2019]. По направлению северо-восточного простирания Хапчагайского мегавала расположены наиболее крупные в НГО Средневилюйское, Толон-Мастахское и Соболох-Неджиленское газоконденсатные месторождения. О первом речь подробнее пойдёт ниже. Толон-Мастахское приурочено к двум брахиантиклинальным поднятиям – Толонскому и Мастахскому, разделённым седловиной, его продуктивные горизонты аналогичны Средневилюйскому месторождению, а в залежи юрского возраста J_1 -I+II установлена нефтяная оторочка. За ним по простиранию следует Соболох-Неджиленское. Ранее месторождение было разделено на два, но после обоснования единства их контуров было принято считать его за одно. На территории открыто 10 газовых залежей, приуроченных, аналогично Средневилюйскому месторождению, к юрским, триасовым и пермским отложениям [Каширцев, 2003].

Средневилюйское многопластовое газоконденсатное месторождение - одно из крупнейших в провинции, основной объект эксплуатации, обеспечивающий потребности в газе промышленных районов Якутии (Рисунок 14). Именно в его прикупольной зоне пробурена скважина Средневилюйская-27. Расположено месторождение в центральной части республики Саха (Якутия), в 560 км от г. Якутска. Месторождение приурочено к одноименной локальной структуре на Средневилюйско-Толонском куполовидном поднятии, осложняющем западный склон Хапчагайского мегавала. По кровле верхнепермских отложений структура является брахиантиклиналью субширотного простирания, размером 34x22 км и амплитудой 350 м. Выше по разрезу складка сохраняет антиклинальную форму. Смещения свода не наблюдается. Открыто в 1963 году. В пределах месторождения пробурено 29 глубоких скважин (общий метраж 85920 м). Залежи выявлены в верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских отложениях. Непромышленные притоки

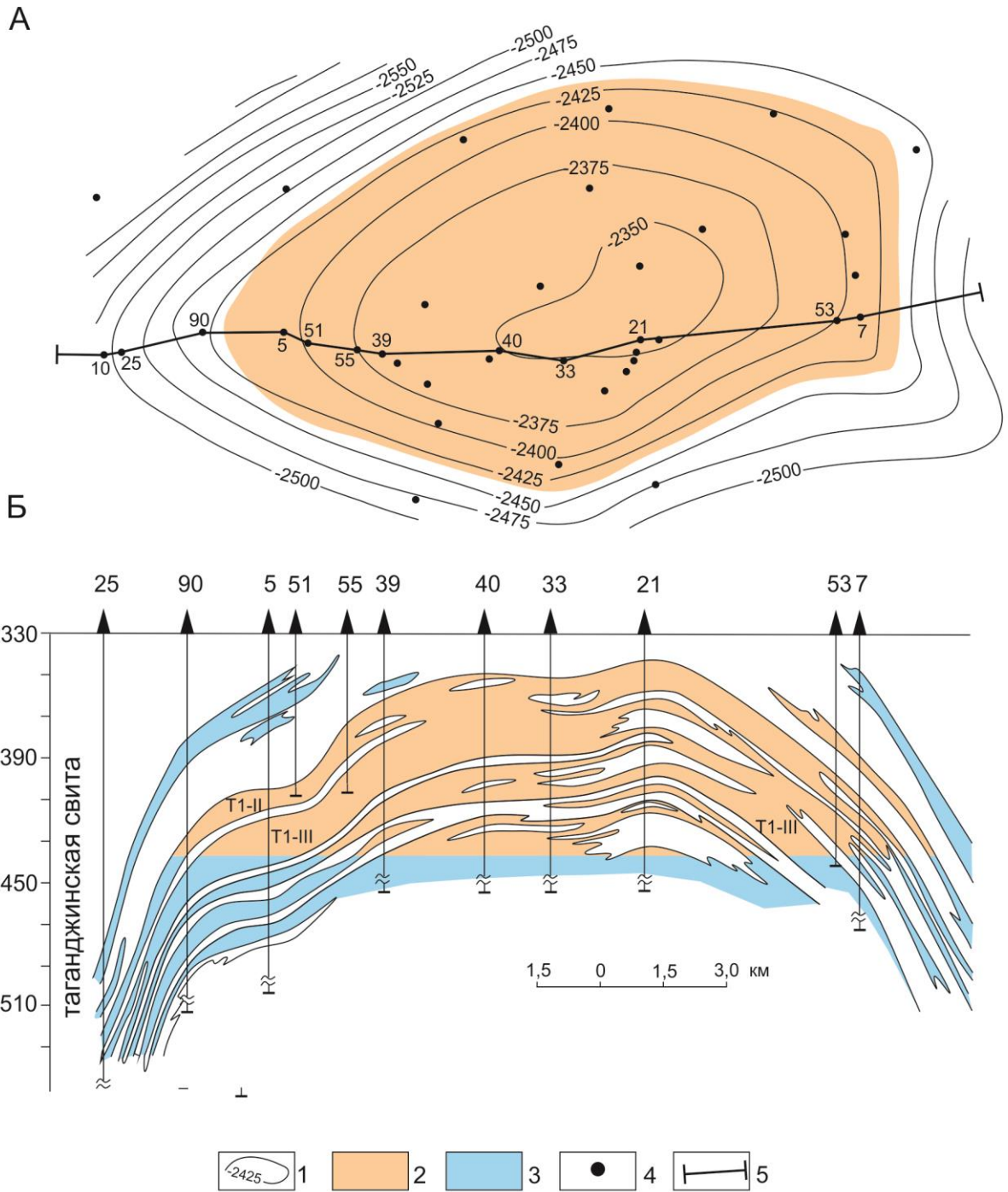
газа получены из средне- и верхнеюрских отложений [Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Геологическое строение и..., 2003 (Ф)]. Коллекторы имеют терригенный состав и находятся в интервале глубин 1000-3150 м. Разрез месторождения характеризуется большим этажом газоносности. Месторождение находится в промышленной разработке с 1985 года. Промышленные притоки газа и газоконденсата получены в интервале глубин от 950 до 2950 м. Наибольшие по размерам залежи относятся к нижнетриасовому комплексу и содержат 97 % запасов газа и конденсата всего месторождения. Застойный характер пластовых вод обеспечил хорошую сохранность газовых залежей и горизонтальное положение газо-водяного контакта [Сафронов, 2000; Каширцев и др., 2009].

Залежь P₂-IA приурочена к литологически невыдержанному кварц-полевошпат-граувакковому песчаному пласту, содержащему маломощные прослой углей алевролитов и аргиллитов, залегающему в верхней части тарагайской толщи позднепермского возраста. Вскрыта в интервале 2921-3321 м. Толщина пласта достигает 13,8 м, открытая пористость в среднем составляет 18 %, проницаемость не превышает 1 мД. Дебит газа через штуцер 14,86 мм составил от 21 до 135 тыс. м³ в сутки. Газ содержит метана 91,5%, сумма ТУ – 7 %, СО₂ – 0,5 %, азота – 1,0 %. Пластовое давление составляет 36,2 МПа, температура 65°С. Газо-водяной контакт условно принят на абсолютной глубине -3052 м, высота залежи составляет около 225 м. По типу ловушки залежь структурно-литологическая, со стратиграфическим и литологическим экранированием [Геология нефти..., 1981; Геологическое строение и..., 2003 (Ф)].

Залежь T₁-III площадью 133 км² вскрыта в интервале 2430-2590 м и приурочена к сложному песчаному пласту, залегающему в верхней части таганджинской свиты. Общая толщина пласта изменяется от 62 до 88 м, эффективная толщина продуктивного пласта в пределах ловушки меняется от 30 до 62,8 м. Средние значения открытой пористости песчаников составляют 19 %, проницаемость достигает 160 мД. Дебит газа колеблется от 65 до 1545 тыс. м³ в сутки. Газ содержит метана 89,5 %, сумма ТУ 8,5 %, СО₂ – 0,5 %, азота – 1,5 %. Газо-водяной контакт установлен на абсолютной глубине -2437 м, высота залежи около 100 м. Пластовое давление 25,6

мПа, температура 53°C. По типу ловушки залежь относится к пластово-сводовым [Геология нефти..., 1981; Геологическое строение и..., 2003 (Ф)].

Залежь Т₁-II вскрыта в интервале 2373-2469 м и приурочена к сложному алеврито-глинистому пласту песчаников, расположенному в нижней части мономской свиты. Замещение этого пласта в сводовой части Средневиллюйской брахиантисклинали глинистыми породами обусловило существование двух разобщенных залежей – восточной и западной. Общая толщина пачки достигает 60 м. Эффективная толщина продуктивного пласта в пределах ловушек не превышает 15-25 м. Открытая пористость меняется от 11 до 25 %, газопроницаемость от 1,1 до 1231 мД, дебит газа колеблется от 350 до 1935 тыс. м³ в сутки. Газ содержит метана 90,5 %, сумма ГУ – 8 %, СО₂ – 0,5 %, азота – 1,0 %. Пластовое давление составляет 25,6 Мпа, температура 53°C. Газо-водяной контакт восточной залежи расположен на абсолютной глубине -2422 м, западной – -2494 м. Высоты залежей соответственно составляют 108 и 174 м. По типу ловушки залежи относятся к пластовым, массивным, сводовым с элементами литологического ограничения [Геология нефти..., 1981; Геологическое строение и..., 2003 (Ф)].



Средневилуйское месторождение. Структурная карта по кровле пласта T₁-III (А) и геологический разрез (Б)

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

Рисунок 14 – Строение Средневилуйского месторождения Вилуйской НГО (взято из [Геологическое строение и..., 2003 (Ф)] по [Нефтегазоносные бассейны..., 1994])

Залежь T_1-I^a (2332-2369 м) приурочена к сложному пласту песчаников, содержащих маломощные пропластки алевролитов и аргиллитов, расположенному в верхней части мономской свиты. Залежь распространена в восточной половине Средневилульской брахиантиклинали. Толщина продуктивного пласта в пределах ловушки не превышает 9,0 м. Открытая пористость в среднем составляет 21 %, проницаемость – 380 мД. Дебит газа через штуцер 6,6 мм составил 100 тыс. м³ в сутки. Газ содержит метана 88,5 %, сумма ТУ – 10 %, CO₂ – 0,5 %, азота – 1,0 %. Пластовое давление составляет 23,3 МПа, температура 48°С. Газо-водяной контакт установлен на абсолютной глубине -2220 м, высота залежи 40 м. По типу ловушки залежь относится к пластово-сводовым, с литологическим ограничением [Геология нефти..., 1981; Геологическое строение и..., 2003 (Ф)].

Залежь T_1-I расположена в интервале 2301-2336 м, по фильтрационно-емкостным свойствам и продуктивности неотличима от T_1-I^a . Ее мощность варьирует от 0 до 10 м, относится к пластово-сводовым с элементами литологического экранирования [Геология нефти..., 1981]

Залежь J_1-I вскрыта в интервале 1434-1473 м и приурочена к сложному алевроитопесчаному пласту, расположенному в верхней части кызылсырской свиты. Толщина продуктивного пласта в пределах ловушки не превышает 11 м (в отдельных скважинах он отсутствует), открытая пористость в среднем составляет 22 %, проницаемость 310 мД. Дебит газа меняется от 60 до 285 тыс. м³ в сутки. Газ содержит метана – 97,5 %, сумма ТУ – 1,0 %, CO₂ – 0,5 %, азота – 1,0 %. Пластовое давление составляет 14,2 МПа, температура 30°С. Газо-водяной контакт установлен на абсолютной глубине -1344 м. По типу ловушки залежь относится к пластово-сводовым с литологическим ограничением [Геология нефти..., 1981; Геологическое строение и..., 2003 (Ф)].

Залежь J_3-II вскрыта в интервале 1047-1073 м и приурочена к песчаному пласту-коллектору общей мощностью 14 м. При испытании получен приток газа с водой. Дебит газа через штуцер диаметром 12,7 мм составил 97 тыс. м³ в сутки, воды 68 тыс. м³ в сутки. Залежь характеризуется небольшими размерами, является водоплавающей и относится к пластово-сводовому типу [Геология нефти..., 1981].

Залежь J₃-I вскрыта в интервале 1014-1051 м и приурочена к песчаникам с прослоями алевролитов и аргиллитов нижней части разреза марыкчанской свиты. Толщина продуктивного пласта от нуля до 23 м. Коллекторы характеризуются резкой изменчивостью по простиранию, вплоть до полного выклинивания. Открытая пористость пород достигает 23 %, проницаемость колеблется - от 40 до 100 мД. Дебит газа через штуцер диаметром 8,1 мм составил 42 тыс. м³ в сутки; пластовое давление 8,8 МПа, температура 18°С. Залежь характеризуется небольшими размерами и относится к пластово-сводовому типу [Геология нефти..., 1981].

Запасы газа месторождения по категории С₁ были равны 186 млрд м³, категории С₂ – 58 млрд м³. Месторождение разрабатывается. Накопленная добыча равна 15,4 млрд м³. Максимальная годовая добыча газа может быть доведена до 5,0 млрд м³. Лицензия на месторождение принадлежит АО «Якутскгазпром» № ЯКУ 01566 НЭ 16.11.98 [Геологическое строение и..., 2003 (Ф)].

Нефти месторождения (нефтяные оторочки) приурочены к верхнепермским (3009-3016 м) и нижнетриасовым (2619-2628 м) отложениям. Нефть из верхнепермских коллекторов - тяжелая с плотностью 934,6 кг/м³, малосернистая (0,09 %), парафины составляют 3,81 %. До 200°С выкипает 10 %, до 300°С – 30 %. Во фракциях, выкипающих выше 200°С, 55,5 % составляют углеводороды, в которых преобладают метаново-нафтенновые структуры (66,8 % от суммы УВ). Содержание смолистых компонентов 32,6 %. В их составе на долю бензольных смол приходится 28,6 %, а спиртобензольных – 4,0 %. Асфальтены составляют 1,8 %. В структурно-групповом составе нефракционированной нефти по данным ИК-спектроскопии высоко содержание соединений с длинными метиленовыми цепями, среди которых значительно присутствие твёрдых парафинов. Вместе с тем в химической структуре усреднённой молекулы нефти значительно участие ароматических циклов. Коэффициент поглощения карбонильных групп указывает на большое количество кислородсодержащих. В составе масляной части отбензиненной нефти также установлено высокое содержание твердых парафинов и ароматических циклов. Во фракции нафтеново-ароматических УВ содержание углерода, связанного с ароматиче-

скими циклами (79,1 %) почти в 4 раза выше по сравнению с алифатическими фрагментами молекулы (21,9 %). Особенностью этой нефти является преобладание содержания фенантроновых циклов над нафталиновыми. Отмечается также повышенное содержание хризеновых, пиреновых и антраценовых структур. Достаточно высоко суммарное количество полициклических аренов 28,8 % [Каширцев и др., 2009].

Нефть из нижнетриасовых отложений средней плотности (875,3 кг/м³), мало-сернистая (0,05 %), высокопарафинистая (17,9 %). До 200°C выкипает 13 %, до 300°C – 27 %. В составе бензиновой фракции 38,7 % приходится на метановые углеводороды, 30 % - на нафтеновые структуры и 31,3 % - на ароматические УВ. Во фракциях, выкипающих выше 200°C, доля углеводородных компонентов составляет 87,6 %. Среди них преобладающую роль играют метаново-нафтеновые структуры (83,5 % от суммы УВ). Содержание смолистых компонентов 12,1 %. На долю асфальтенов приходится 0,3 %. В структурно-групповом составе как нефракционированной нефти так и её масляной фракции высоко содержание длинных метиленовых цепей и ароматических циклов. Значительно участие карбонильных групп. В составе нафтеново-ароматических УВ отбензиненной части нефти доминируют нафталиновые циклы, содержание фенантроновых структур 7,8 % [Каширцев и др., 2009].

Глава 4. ГЕОХИМИЯ ТЕРРАГЕННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА В ПОЗДНЕМ МЕЗО- И АПО- КАТАГЕНЕЗЕ

Изученный в представленной работе материал был рассмотрен с двух точек зрения.

Первая носит региональный характер и включает характеристику террагенного ОВ в породах верхнепалеозойского комплекса Виллойской гемисинеклизы: определение градаций катагенеза и связанных с ними областей существования жидких и газообразных углеводородов; оценку остаточного генерационного потенциала и обоснование роли отложений верхнего палеозоя Виллойской гемисинеклизы как нефтегазопроизводящих для восстановления истории нефтидогенеза; изучение распределения содержаний органического углерода в разрезе; анализ изменения состава битумоидов на групповом и молекулярном уровнях, показатели углеводородов-биомаркеров (УВ-БМ).

Вторая преследует фундаментальные для теории нефтидогенеза, теоретические цели установить на основании анализа полученных результатов влияние катагенеза на эволюцию террагенного органического вещества от градации МК₂ до жестких термобарических условий больших глубин (АК₂₋₃).

При анализе по литературным данным эволюции террагенного ОВ в главе I отмечены следующие его особенности: смещение максимума новообразования в сторону большей катагенетической преобразованности ОВ; разные этапы генерации, связанные с деструкцией керогена в мезокатагенезе и, впоследствии, с разрушением битумоида в апокатагенезе; важная роль крекинга асфальтенов при трансформации ОВ в апокатагенезе; изменения группового состава битумоида и элементного состава керогена на разных этапах катагенеза. Эти особенности превращения ОВ в процессе его эволюции были изучены в настоящей главе на основании материалов, полученных автором в ходе исследования. Помимо этого, были исследованы превращения фракций насыщенных и ароматических углеводородов битумоидов на молекулярном уровне: установлены закономерности изменения индивидуального состава углеводородов и влияния на него жестких термобарических

условий; оценены пределы применимости УВ-БМ-критериев для диагностики типа и уровня катагенетической преобразованности ОВ; обнаружены некоторые уникальные особенности состава ОВ, характерные для катагенеза высоких градаций. Таким образом, на основании современного комплекса методов и благодаря уникальности материалов, полученных из скв. Средневиллюйская-27, были проанализированы процессы созревания преимущественно однородного ОВ континентального (террагенного) происхождения в ходе его эволюции в мезо- и апокатагенезе.

1. Углепетрографические и пиролитические характеристики террагенного органического вещества

В качестве первого шага необходимо было установить зональность катагенеза в разрезе изученной скважины. В силу того, что органическое вещество наиболее чувствительно именно к температуре (см. глава I), привязка наблюдаемых особенностей к глубинам имеет относительный характер. Влияние фациально-литологических характеристик разреза и, в особенности, содержания карбонатного материала на процессы созревания отмечались ранее А.Э. Конторовичем с соавторами [Конторович и др., 1967б]. Также при изучении карбонатных разрезов Сибирской платформы и Прикаспийской впадины был сделан вывод о растянутости глубинной зональности катагенеза [Баженова и др., 1972, Геохимия нефтегазоносных..., 1972, Соболев, Парпарова, 1975]. В современных публикациях встречаются данные о достижении ОВ градаций МК₃¹⁻² на глубинах свыше 5,4 км [Беляева, 2013]. Этим продиктована необходимость сопоставлять особенности спектра превращений террагенного ОВ, описанных в этой главе, главным образом с градациями катагенеза, а не с глубинами. Стадийность катагенеза была принята в соответствии с классификацией Н.Б. Вассоевича, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, Н.В. Лопатина (см. Таблица 3). Обозначения градаций и терминология были приняты по А.Э. Конторовичу.

По современным представлениям о нефтидогенезе образование углеводородов происходят в несколько этапов. Генерация УВ в существенных масштабах

начинается с конца градации $ПК_3$ и протекает до середины мезокатагенеза (градация $МК_2$). Интервал шкалы катагенеза от градации $МК_1^1$ до $МК_2$ (отражательная способность витринита $R^{\circ}_{vt} - 0,50-1,15 \%$) выделен в качестве ГФН [Вассоевич, 1967]. В разрезе осадочных бассейнов ей соответствует ГЗН [Конторович и др., 1967а]. В этом диапазоне градаций катагенеза процессы образования нефтяных УВ преобладают над их разрушением. Максимум генерации УВ приходится на градации $МК_1^1$ - $МК_1^2$ ($R^{\circ}_{vt} - 0,60-0,85 \%$). В.П. Данилова и А.Э. Конторович (1973) впервые обратили внимание на генерацию жидких УВ террагенным ОВ на более высоких градациях катагенеза по сравнению с аквагенным. По данным [Неручев, 1983] проявление ГФН в террагенном ОВ приурочено к градации $МК_1^2$ - $МК_3^1$. Дальнейшее увеличение преобразованности органического вещества приводит к существенному снижению объема генерации УВ и к изменению их фазового состава. В интервале градаций катагенеза $МК_3^1$ - $МК_3^2$ ($R^{\circ}_{vt} - 1,15-2,0 \%$) происходит образование жирного конденсатного газа, а при значениях $R^{\circ}_{vt} > 2,0\%$ (этапы апокатагенеза) образуется преимущественно метан. Дальше органическое вещество переходит в состояние “инертного углерода”, исчерпавшего свои потенциальные возможности к генерации УВ [Конторович, Неручев, 1971, Конторович, Трофимук, 1976; Катагенез и нефтегазоносность, 1981 и др.]. Важно отметить, что в связи с повышенным интересом к области распространения залежей УВ-сырья, как правило связанной с ГЗН, этот интервал исследован довольно подробно (Глава I), значительно меньше публикаций посвящено дальнейшей эволюции ОВ, особенно террагенного происхождения.

Замеры R°_{vt} в образцах керна скважины Средневиллюйская-27 выполнены Фоминым А.Н. в ИНГГ СО РАН. Данные по другим скважинам Хапчагайского мегавала, северо-западному и южному бортам взяты из работ [Геология нефти и газа..., 1981, Каширцев и др., 2017]. Ранее, в скважине Средневиллюйская-27 уже приводились данные по выделению границ градаций [Перозио и др., 1981; Конторович и др., 1988] по углепетрографическим и литологическим критериям, но на таком обширном материале это сделано впервые.

В **кюндейской** толще отражательная способность витринита составляет 1,03-1,05 % (середина градации МК₂) (Рисунок 15). Это переходная стадия генерации, на которой затухают процессы формирования жидких углеводородов и начинается генерация жирного газа. В **харыйасской** толще R°_{vt} изменяется от 1,05 до 1,32 % (середина градации МК₂ - середина МК₃¹). Оценка степени преобразованности ОВ **хомустахской** толщи носит вероятностный характер, так как имеется только два замера отражательной способности витринита в кровле толщи (1,42 и 1,37 %, градация МК₃¹). Но, учитывая тот факт, что в кровле нижележащей толщи R°_{vt} равна 1,51 %, можно считать, что уровень зрелости органического вещества хомустахской толщи не превышает МК₃¹. Оценка преобразованности ОВ **кубалангдинской** толщи проведена аналогично вышележащей, так как здесь имеются только два одинаковых по значению замера R°_{vt} в кровле толщи (1,51 %, конец градации МК₃¹). Учитывая, что в кровле нижележащей толщи показатель R°_{vt} равен 2,21 %, то зрелость ОВ кубалангдинской толщи соответствует градациям МК₃² - АК₁, в таких условиях в органическом веществе значительно уменьшается содержание водорода. В **харбалахской** толще отражательная способность витринита изменяется от 2,21 до 3,36 % (середина АК₁ - конец АК₂). Начиная с **чочосской** толщи, включая **юнкюрскую**, и до нижних горизонтов **юрэнской** отражательная способность витринита составляет 3,78-4,8 %, что соответствует градации АК₃.

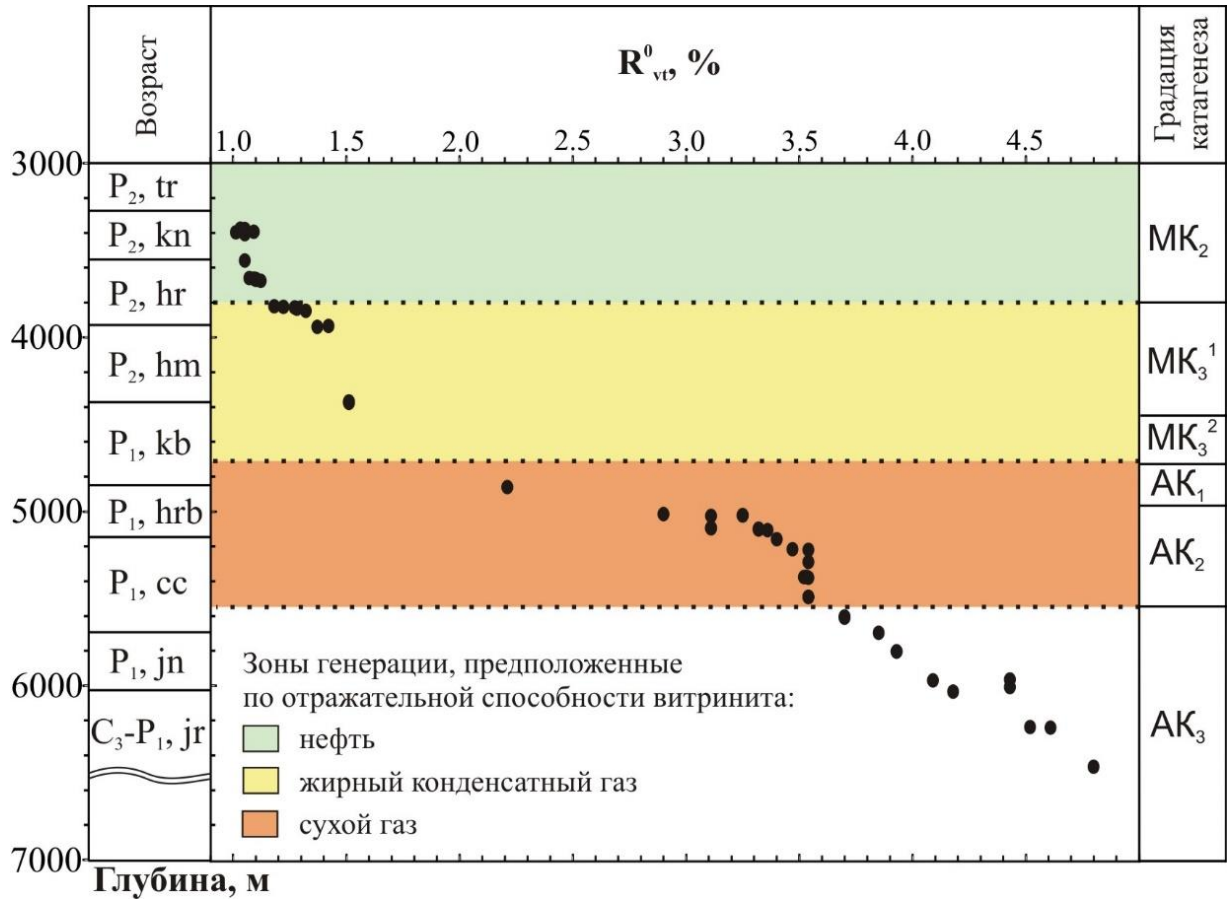


Рисунок 15 – Изменение отражательной способности витринита (R°_{vt}) в верхнепалеозойских отложениях

Во вскрытой скважиной части разреза на основании описанных выше градаций и опубликованных представлений о стадийности углеводородообразования [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967а; Неручев, 1973; Конторович, Трофимук, 1976] выделены три зоны нафтидогенеза. Первая, зона наиболее интенсивных процессов новообразования углеводородных флюидов преимущественно состава C_{6+} , включает в себя кюндейскую и большую часть харыйасской толщи в интервале от 3370 (первый замер R°_{vt}) до 3800 м (конец $МК_2$). Несмотря на то, что при таком катагенезе формируются жидкие УВ, интенсивность этого процесса значительно ниже чем в главной зоне генерации нефти, на градациях $МК_1^1$ - $МК_1^2$. Залегающая ниже зона связана с постепенным переходом продуктов новообразования к преобладанию УВ состава C_{1-6} , она включает в себя нижнюю часть харыйасской, хому-стахскую и практически всю кубалангдинскую толщи (3815-4700 м). В выбранной схеме обозначений – это градации $МК_3^1$, $МК_3^2$. Последняя зона соответствует

начальным градациям апокатагенеза (AK_1 , AK_2) и представлена приподошвенной частью кубалангдинской, харбалахской и чочосской толщами (4700-5500 м). При такой степени преобразованности возможна генерация только сухого газа. В самых погруженных юрэнской и юнкюрской толщах процессы новообразования окончательно уступают место высокотемпературной деструкции с остаточным образованием метанового газа.

Относительно северо-западного и южного бортов Вилюйской гемисинеклизы, а также менее приподнятых участков Хапчагайского мегавала преобразованность в скв. Средневилюйская-27 несколько выше (Рисунок 16). Смещение можно оценить в диапазоне 250-500 м, обусловлено оно рядом факторов, о которых пойдёт речь ниже (Рисунок 17). Скачки R°_{vt} в интервалах 3300-3900 м (харыйасская свита - кровля хомустахской свиты) и 5200-5500 м (чочосская свита), вероятно, по мнению Л.М. Бурштейна, А.Э. Конторовича и автора, связаны с наличием вблизи скважины на этих глубинах даек долеритов. В пользу такого предположения свидетельствует наличие в кровле кюндейской свиты, описанных В.В. Граусман с соавторами, прослоев туфопесчаников и туффитов (Глава III). Отдельные вариации в изменениях отражательной способности витринита с глубиной могут быть связаны и с посткатагенетическими вертикальными тектоническими подвижками. В пользу этого говорит положение скважины в куполе блока, ограниченного тремя разломами (см. Рисунок 8). Более того, на границе палеозоя и мезозоя установлено стратиграфическое несогласие, вследствие чего вероятен размыв наиболее приподнятой части структуры [Тектоника и геодинамика..., 2001].

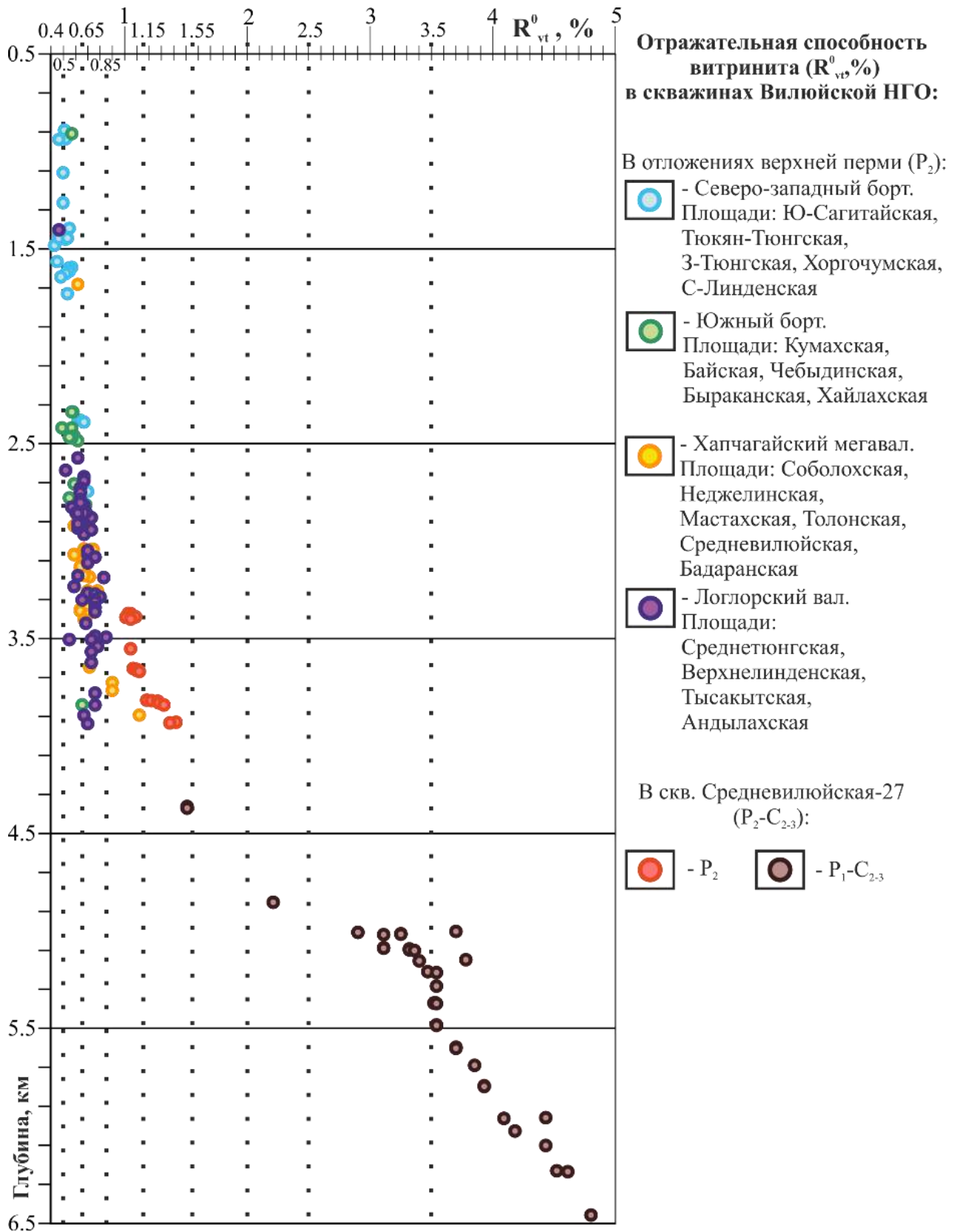


Рисунок 16 – Изменение отражательной способности витринита (R_{vt}^0) в верхнепалеозойских отложениях Вилюйской гемисинеклизы [Каширцев и др., 2017]

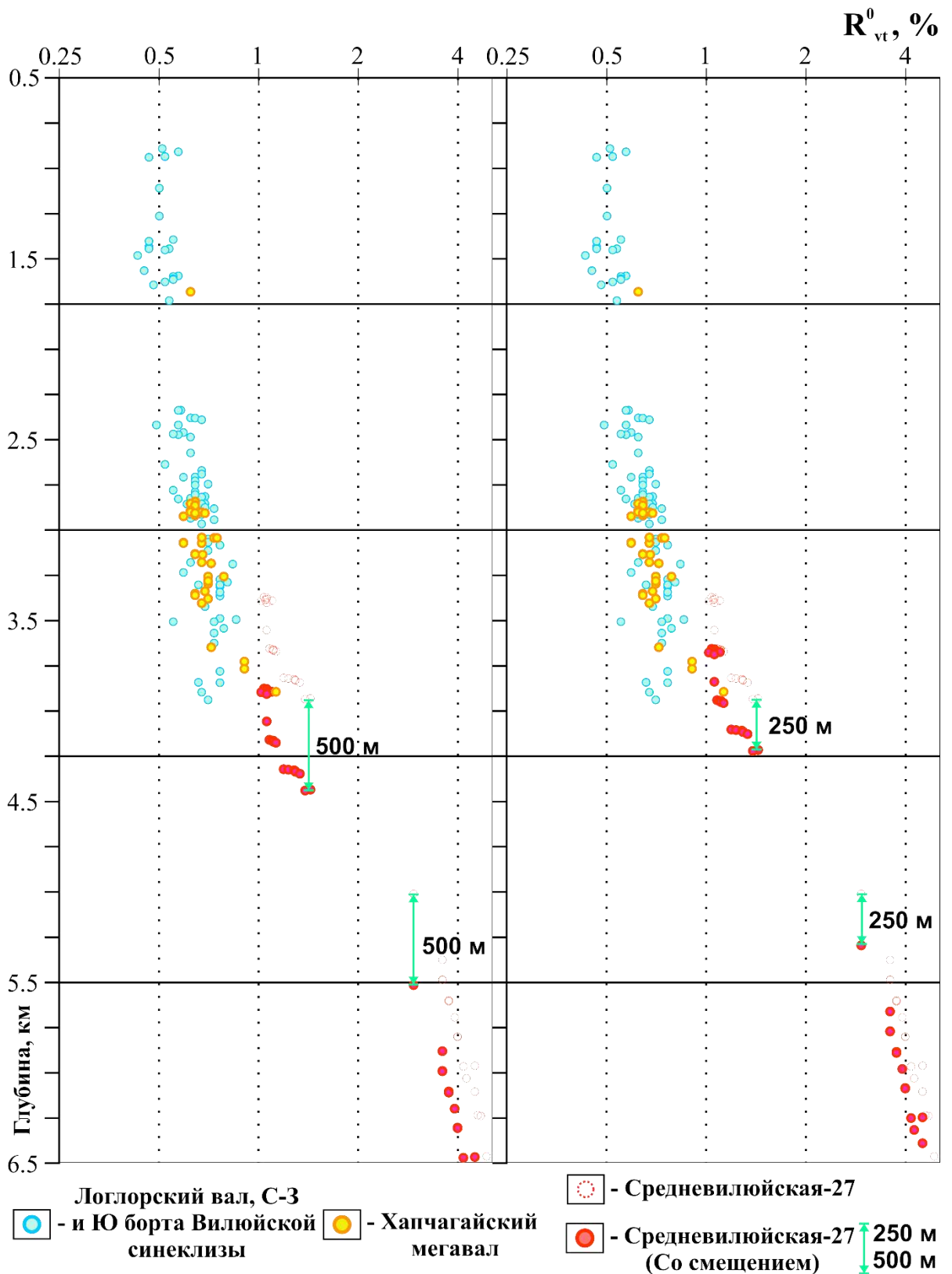


Рисунок 17 – Возможное смещение уровня зрелости органического вещества по отражательной способности витринита (R^0_{vt}) в скв. Средневилюйская-27 по отношению к верхнепалеозойским отложениям Вилюйской гемисинеклизы (по [Каширцев и др., 2017])

Следующий этап – изучение пиролитических характеристик ОВ: необходимо было сравнить температуры максимальной скорости выхода углеводородов при

пиролизе (T_{\max}) с углепетрографическим (R°_{vt}) определением степени катагенетической преобразованности ОБ и проанализировать влияние термобарических условий позднего мезо- и апокатагенеза на остаточный генерационный потенциал ОБ (НІ). Исследование пиролитических характеристик ОБ было выполнено Меленевским В.Н. в ИНГГ СО РАН на приборе SRA Weatherford Labs аналогичному Rock-Eval. По литературным источникам для параметра T_{\max} установлены следующие значения: $T_{\max} < 430^{\circ}\text{C}$ – зона незрелого ОБ (градации протокатагенеза); $430^{\circ}\text{C} < T_{\max} < 465^{\circ}\text{C}$ – главная зона нефтеобразования (градации катагенеза МК_1^2 - МК_2); $T_{\max} > 465^{\circ}\text{C}$ – главная зона газообразования (градации катагенеза МК_3^1 и до полного истощения в АК_3) [Тиссо и Вельте, 1981; Лопатин, Емец, 1987; Меленевский, 1991]. Здесь важно отметить, что в частных случаях эти значения могут меняться, так как в зависимости от генетического типа керогена и преобладания тех или иных функциональных групп скорость протекания химических реакций, а, следовательно, и положение максимума на пирограмме может смещаться. Рассмотрение пиролитических пиков S_1 и S_2 в связи с их тесной связью с выходом хлороформенного битумоида и содержанием органического углерода, соответственно, приведены в разделах 2.1 и 2.2 настоящей главы.

Температура максимальной скорости выхода УВ (T_{\max}) закономерно увеличивается с ростом глубины и, соответственно, катагенеза, при этом в мезокатагенезе отчетливо виден рост значений T_{\max} , а в апокатагенезе изменения T_{\max} незначительны. Сравнение T_{\max} с параметром R°_{vt} показало, что коэффициент корреляции между значениями этих параметров равен 0,977 (Рисунок 18). Как можно увидеть из Таблицы 16, имеет место небольшое расхождение между определениями градаций катагенеза углепетрографическим и пиролитическим методами. Так как мацералы угля считаются наиболее достоверным источником информации о достигнутых породами палеотемператур, было решено уточнить границы градаций по T_{\max} , основываясь на показателе R°_{vt} . Следовательно, для изучаемого типа ОБ (террагенное ОБ верхнепалеозойского субугленосного комплекса Вилюйской гемисинеклизы) можно достоверно проводить оценку

катагенеза по параметру T_{max} , причем градации МК₂ соответствует T_{max} 440-460°C, МК₃¹ – 460-490°C, для МК₃² допустимо предположить T_{max} в пределах 490-525°C, а для АК>525°C. Эти данные применимы для оценки степени преобразованности изучаемого комплекса пород в окрестностях скважины, при условии, что ОВ не претерпевает значительных изменений состава. Несмотря на то, что при переходе от позднего мезо- к апокатагенезу показатель T_{max} не обладает достаточной точностью для детального расчленения на градации, его значения, превышающие 525 °С, могут служить диагностическим критерием зоны апокатагенеза.

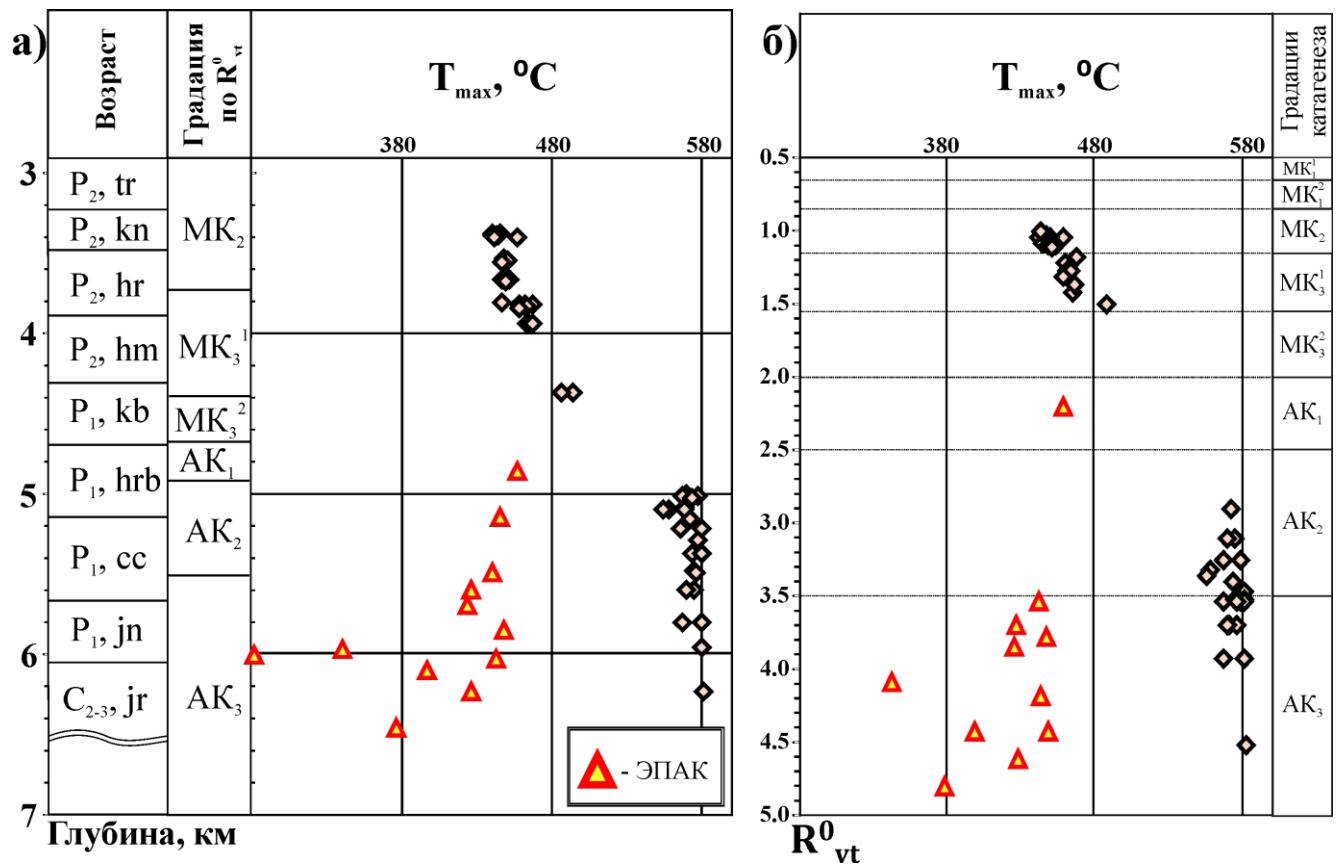


Рисунок 18 – Изменение температуры максимальной скорости выхода УВ (T_{max}) с глубиной (а) и с увеличением отражательной способности витринита (R^0_{vt}) (б) в скв. Средневилульская-27

Таблица 16 – Сравнение градаций катагенеза в исследуемых отложениях, определенных углепетрографическими и пиролитическими методами

Толща	Стадия катагенеза по R°vt	Стадия катагенеза по T _{max}
кюндейская	середина МК ₂	конец МК ₂ , начало МК ₃ ¹
харыйасская	конец МК ₂ начало МК ₃ ¹	конец МК ₂ , начало МК ₃ ¹
хомустахская	МК ₃ ¹	МК ₃ ¹ -МК ₃ ²
кубалагдинская	МК ₃ ¹ -МК ₃ ² до середины АК ₁	МК ₃ ¹ -МК ₃ ²
харбалахская	конец АК ₁ и АК ₂	АК
чочосская	АК ₃	АК
юнкюрская	АК ₄	АК
юрэнская	АК ₄	АК

Согласно описанию метода, значения водородного индекса (НИ) для вещества террагенной природы попадают в диапазон до 300 мг УВ/г С_{орг} на момент начала главной зоны нефтегазообразования [Тиссо и Вельте, 1981; Лопатин, Емец, 1987]. При изучении в разрезе скважины распределения водородного индекса по стадиям катагенеза установлено, что потенциал от бедного до умеренного (50-190 мг УВ/г С_{орг}) (по классификации [Лопатин, Емец, 1987]) характерен для пермских толщ в скважине Средневиллюйская-27, в которых ОВ достигло градаций МК₂-МК₃¹, а к градации МК₃² значения водородного индекса значительно снижаются до 25-50 мг УВ/г С_{орг} (Рисунок 19). Толщи, ОВ которых еще способно к генерации УВ - кюндейская, харыйасская, хомустахская и большая часть кубалагдинской, слагают разрез верхнепалеозойских отложений в скв. Средневиллюйская-27 до глубин порядка 4,9 км. В более погруженных горизонтах НИ колеблется в пределах 5-15 мг УВ/г С_{орг}, и его можно считать исчерпанным. На основании показателя генетического потенциала (S₁+S₂) [Тиссо, Вельте, 1981] и индекса продуктивности

(PI) исследованные отложения можно охарактеризовать следующим образом: способные к генерации УВ толщи – кюндейская, харыйасская, хомустахская, кубалангдинская, харбалахская (до глубины 5148 м) (Таблица 17). В них наблюдается небольшой рост индекса продуктивности, что вероятно связано с незначительной генерацией и миграцией в условиях высоких давлений больших глубин. В соответствии с полученными пиролитическими и углепетрографическими данными предложены следующие границы зон флюидообразования в пределах изученного разреза верхнепалеозойских пород: главная зона нефтеобразования до глубины 3,6 км (R_{vt}^0 – 1,1 %, среднее НИ 150 мг УВ/г $C_{орг}$); глубинная зона газогенерации – 4,9 км (R_{vt}^0 – 2,5 %, среднее НИ 60 мг УВ/г $C_{орг}$).

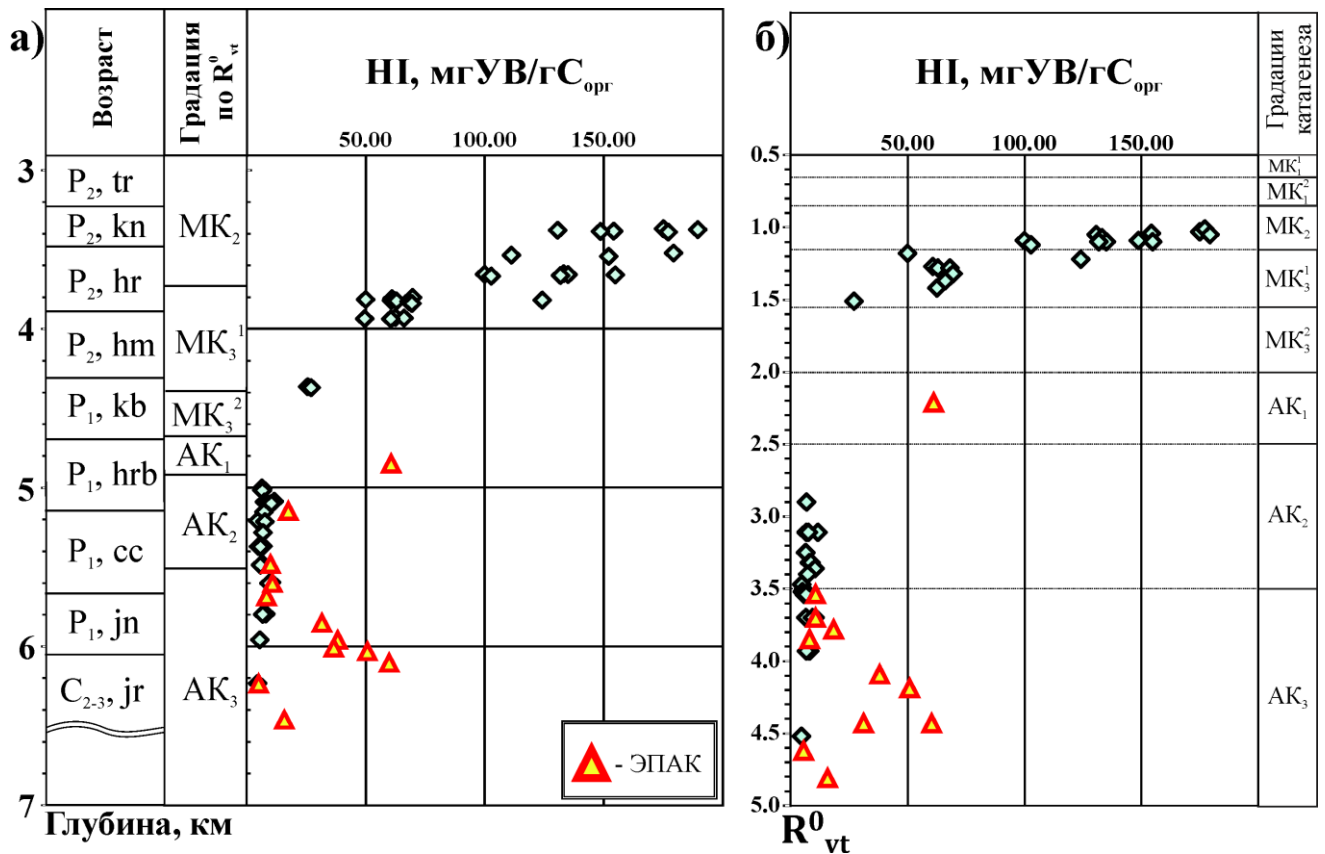


Рисунок 19 – Изменение остаточного генерационного потенциала (НИ) с глубиной (а) и с увеличением отражательной способности витринита (R_{vt}^0) (б) в скв. Средневиллюйская-27

Таблица 17 – Распределение генетического потенциала и индекса продуктивности в исследуемых толщах

Толща	Генетический потенциал	Категория	Индекс продуктивности
P ₂ , кп, кюндейская	(3,1-7,7)/ 4,5	умеренный потенциал	(0,03-0,1)/ 0,05
P ₂ , hr, харыйасская	(0,3-5,2)/ 2	умеренный потенциал	(0,05-0,13)/ 0,09
P ₂ , hm, хомустахская	(0,8-1,2)/ 1,1	небольшой газовый потенциал	(0,08-0,15)/ 0,12
P ₁ , kb, кубалангдинская	(0,4-4,3)/ 1,7	небольшой газовый потенциал	(0,07-0,21)/ 0,16
P ₁ , hrb, харбалахская	(0,1-0,2)/ 0,2	минимальный потенциал	(0,13-0,27)/ 0,18
P ₁ , cc, чочосская	<0,16	нет	не рассчитан, пик S ₁ не распознан
P ₁ , jп, юнкюрская	<0,12	нет	не рассчитан, пик S ₁ не распознан
C ₃ -P ₁ , jг, юрэнская	<0,13	нет	не рассчитан, пик S ₁ не распознан

Наиболее неожиданные результаты пиролитических исследований были установлены для зоны апокатагенеза. Ряд аномальных показателей HI и T_{max} позволил разделить образцы на две группы (Рисунки 18, 19). Причем по содержанию органического углерода и интенсивности выхода второго пиролитического пика (S₂) результаты эксперимента не выходят за допустимый предел пиролитической съёмки.

Первая группа была описана выше и для неё характерны показатели в рамках классических представлений о методе: закономерный рост T_{max} с глубиной (с ростом температурного градиента и уровня зрелости); снижении HI по мере достижения высоких градаций мезокатагенеза.

Вторая группа образцов характеризуется очень низкими значениями T_{max} от 450°C до 380°C и даже ниже и повышенными для зоны апокатагенеза значениями HI (до 60 мг УВ/г C_{орг}) [Конторович и др., 2020]. Все эти образцы входят в ту часть коллекции, где асфальтены в составе битумоидов отсутствуют и перешли в нерастворимые формы (подробно описано в разделе 2.2 настоящей главы). Отсюда сле-

дует вывод, что керогены этих образцов представляют собой продукты, образовавшиеся из перешедших в апокатагенезе в нерастворимую форму асфальтенов. По закономерности Успенского-Вассоевича (Рисунок 20) битумоиды большинства из этих аномальных образцов могут быть отнесены к аллохтонным. Эти новообразованные в апокатагенезе керогены по степени зрелости не достигли керогенов, претерпевших нормальную эволюцию в катагенезе (Рисунок 21).

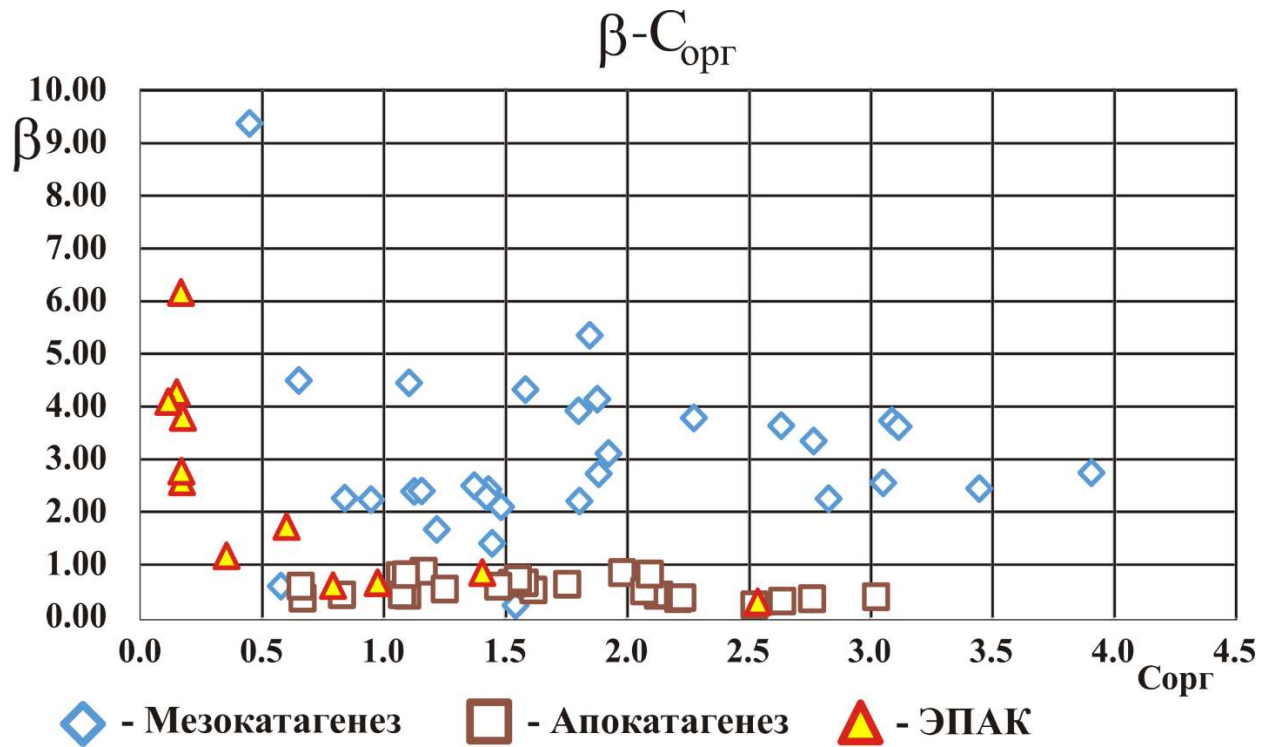


Рисунок 20 – Зависимость битумоидного коэффициента (β) от содержания органического углерода ($C_{\text{орг}}$) в породе

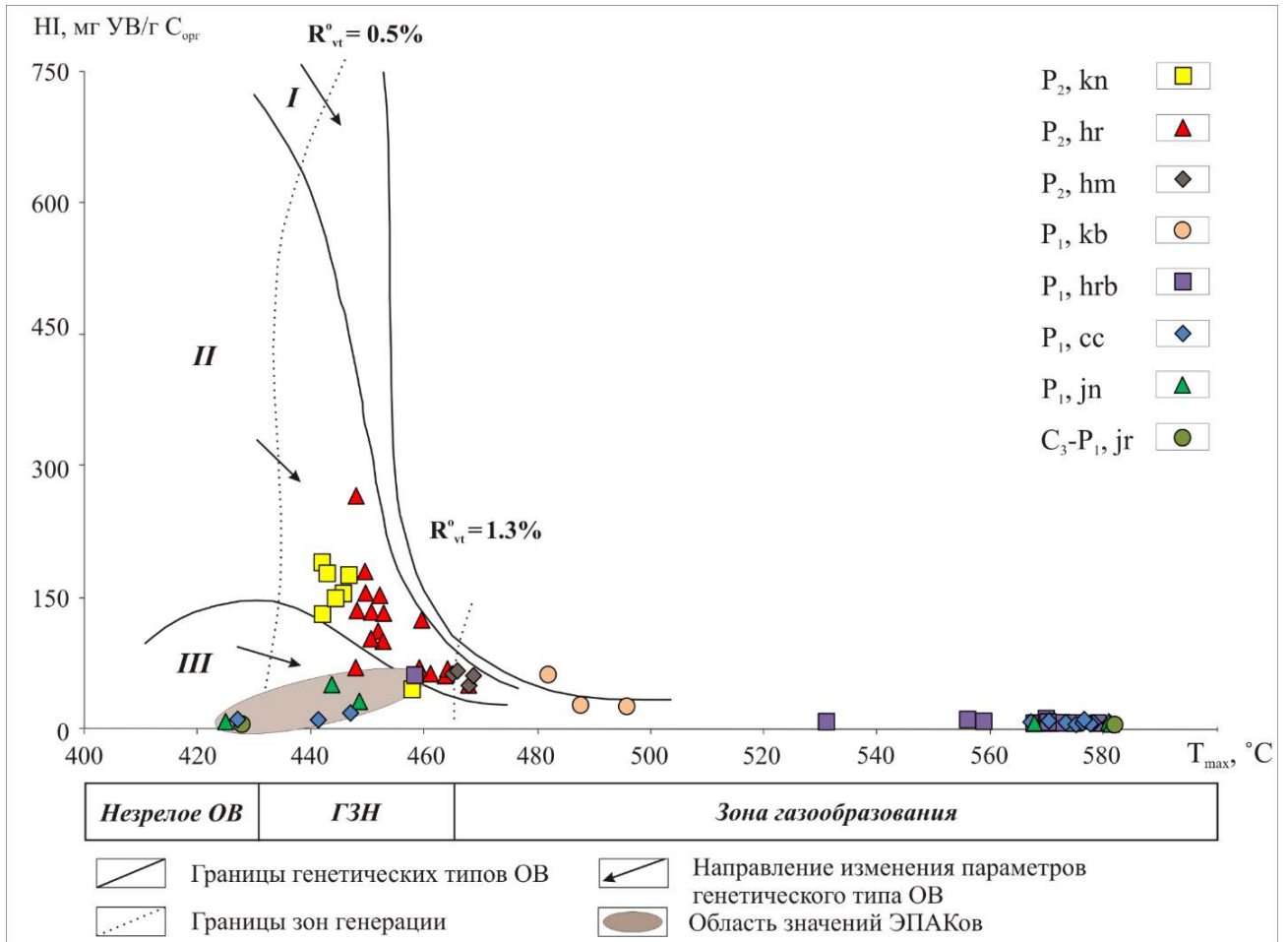


Рисунок 21 – Диаграмма эволюции органического вещества в координатах HI-T_{max}

В работе [Конторович и др., 2020] предложено называть это вещество эпиасфальтеновые керогены (ЭПАК). На связь структуры и элементного состава асфальтенов и керогена единого генезиса, а также на способность асфальтенов к новообразованию УВ при пиролизическом крекинге указывали и ранее [Конторович и др., 1988б; Меленевский, Баженова, 2006; Меленевский и др., 2008; Борисова, 2016; Borisova, 2019; Borisova, Fomin, 2020; Борисова, Тимошина, 2021].

2. Изменение геохимических параметров террагенного органического вещества с ростом катагенеза

Зная изменение уровня катагенеза в исследуемом разрезе, а также состав УВ в битумоидах, можно выполнить детальный анализ вариаций состава и структуры

ОВ при его переходе от одной градации к другой. В этом разделе будут охарактеризованы содержания органического вещества и изотопный состав углерода в нем, групповой состав битумоидов, соотношения индивидуальных соединений в его ароматической и насыщенной фракциях.

2.1 Распределение органического углерода и его изотопный состав

Для рассмотрения геохимических критериев органического вещества исследуемого разреза необходимо прежде всего знать содержание органического углерода в породах. Эти анализы выполнены Н.В. Аксеновой в ИНГГ СО РАН. Распределение этого параметра в верхнепалеозойских толщах варьирует в широком диапазоне по разрезу, но в целом выдержано по литологическим типам пород. В отложениях верхнего карбона - нижней перми установлены следующие содержания $C_{орг}$: в песчаниках оно меняется от 0,11 % до 0,45 %, среднее 0,22 %, в алевролитах от 0,58 % до 1,92 %, среднее 1,17 %, и в аргиллитах от 1,06 % до 2,76 %, среднее – 1,81 (Таблица 18). В наибольших концентрациях ввиду наличия прослоев углестого материала органический углерод присутствует в углистых алевролитах – от 2,27 % до 3,90 %, среднее – 3,01 %. На основании имеющейся коллекции образцов (71 обр.) установлено, что для большей их части значения $C_{орг}$ превышают кларковые [Вассоевич, 1972] (53 обр. > 0,9 %), а максимум распределения приходится на интервал 0,9-1,9 % (31 обр.).

Содержания нерастворимого остатка в породах верхнепалеозойского комплекса в среднем составляют 83,9 %, минимум 72 %, максимум 93 %, что подтверждает однородность его состава. Сопоставление содержаний $C_{орг}$ в породах и пиролитического пика S_2 показало сильную положительную корреляционную связь ($R=0,88$) (Рисунок 22). В зоне апокатагенеза, где ОВ реализовало свой генерационный потенциал, как было установлено на основании пиролитических характеристик ОВ, пик S_2 не зависит от содержания в породе $C_{орг}$ и во всех изученных образцах очень низкий.

Таблица 18 – Распределение органического углерода ($C_{орг}$, %) в породах верхнепалеозойского комплекса вскрытых скв. Средневиллюйская-27

Верхнепалеозойские породы				
Породы	Содержание $C_{орг}$			Кол-во образцов
	min	max	среднее	
Песчаники	0,11	0,45	0,22	8
Алевролиты	0,58	1,92	1,17	25
Угл. алевролиты	2,27	3,90	3,01	10
Аргиллиты	1,06	2,76	1,81	26
Верхняя, нижняя пермь (P_{1-2})				
Песчаники	-	-	0,45	1
Алевролиты	0,58	1,92	1,34	15
Угл. алевролиты	2,27	3,90	3,01	9
Аргиллиты	1,15	1,88	1,56	4
Средний, верхний карбон (C_{2-3})				
Песчаники	0,11	0,35	0,18	7
Алевролиты	0,60	1,40	0,92	10
Угл. алевролиты	-	-	3,02	1
Аргиллиты	1,06	2,76	1,86	22

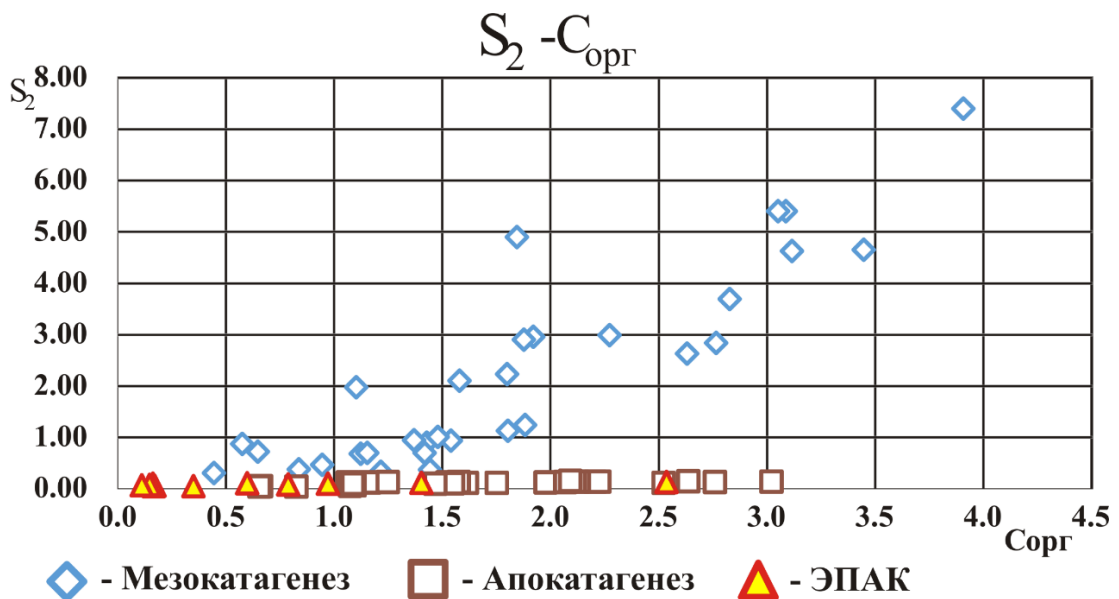


Рисунок 22 – Зависимость изменения пиролитического пика S_2 от содержания органического углерода ($C_{орг}$) в породах скв. Средневиллюйская-27

Далее рассмотрим содержания органического углерода для каждой толщи в скв. Средневиллюйская-27.

В **кюндейской** толще отмечаются высокие значения $C_{\text{орг}}$ (среднее 2,68 %, минимальное – 0,84 %, максимальное – 3,9 %), поскольку почти все изученные образцы представлены аргиллитами. **Харыйасская** толща - среднее значение $C_{\text{орг}}$ равно 1,6 % (вариации 0,45-3,44 %). Наиболее высокие концентрации $C_{\text{орг}}$ характерны для средней части разреза свиты. В **хомустахской** среднее содержание $C_{\text{орг}}$ равно 1,56 % (вариации 1,15-1,88 %). Так как из толщи мощностью порядка 400 м исследованы всего 4 образца достоверно судить о содержании $C_{\text{орг}}$ в породах свиты сложно, поскольку в наиболее глинистой ее части из-за отсутствия керна пробы не удалось отобрать. В **кубалангдинской** толще среднее содержание $C_{\text{орг}}$ составляет 3,05 %, но оно может иметь значительную погрешность, поскольку подсчитано по 3-м образцам из верхних горизонтов (значения 6,51, 1,44 и 1,22 %). В **харбалахской** концентрации $C_{\text{орг}}$ варьируют в пределах 0,16-2,22 % (среднее 1,65 %). Минимальное содержание установлено в песчанике. Отмечается постепенное снижение параметра (в средней части толщи $C_{\text{орг}}$ порядка 2,0 %, в нижней - 1,5 %), связанное с изменением литологического состава. **Чочосская** толща - среднее значение $C_{\text{орг}}$ 1,6 % (0,6-3,0 %). Наблюдается снижение содержания ОВ от ее верхней части (1,5-3,0 %) к подошве (~1,0 %), обусловленное литологией. В **юнкюрской** из-за преобладания песчаников концентрации $C_{\text{орг}}$ низкие (среднее 0,5 %, вариации 0,1-1,4 %). **Юрэнская** толща - среднее значение $C_{\text{орг}}$ 1,4 % (0,1-2,5 %). Данные получены всего по 4 образцам, породы обогащены тонкодисперсным углистым материалом.

Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества пермской и верхнекаменноугольной систем Виллюйской гемисинеклизы по результатам изучения коллекции образцов, отобранных для настоящего исследования, варьирует от -26,9 ‰ до -21,8 ‰, чаще всего встречаются значения в интервале от -25,0 ‰ до -23,0 ‰ (Рисунок 23). Такие показатели характерны для углерода, источником которого была высшая наземная растительность [Конторович и др., 1985а,б] (Рисунок 24). Эти данные подтверждаются высокой угленосностью разреза и палинологиче-

скими исследованиями, в которых было установлено, что пермская флора рассматриваемого района была представлена преимущественно голосеменными растениями (кордаиты, гинкго, саговники) и травянистыми сосудистыми папоротниками [Михайлова и др., 2011]. Работы по определению изотопного состава выполнены Н.Л. Падалко в СНИИГГиМС.

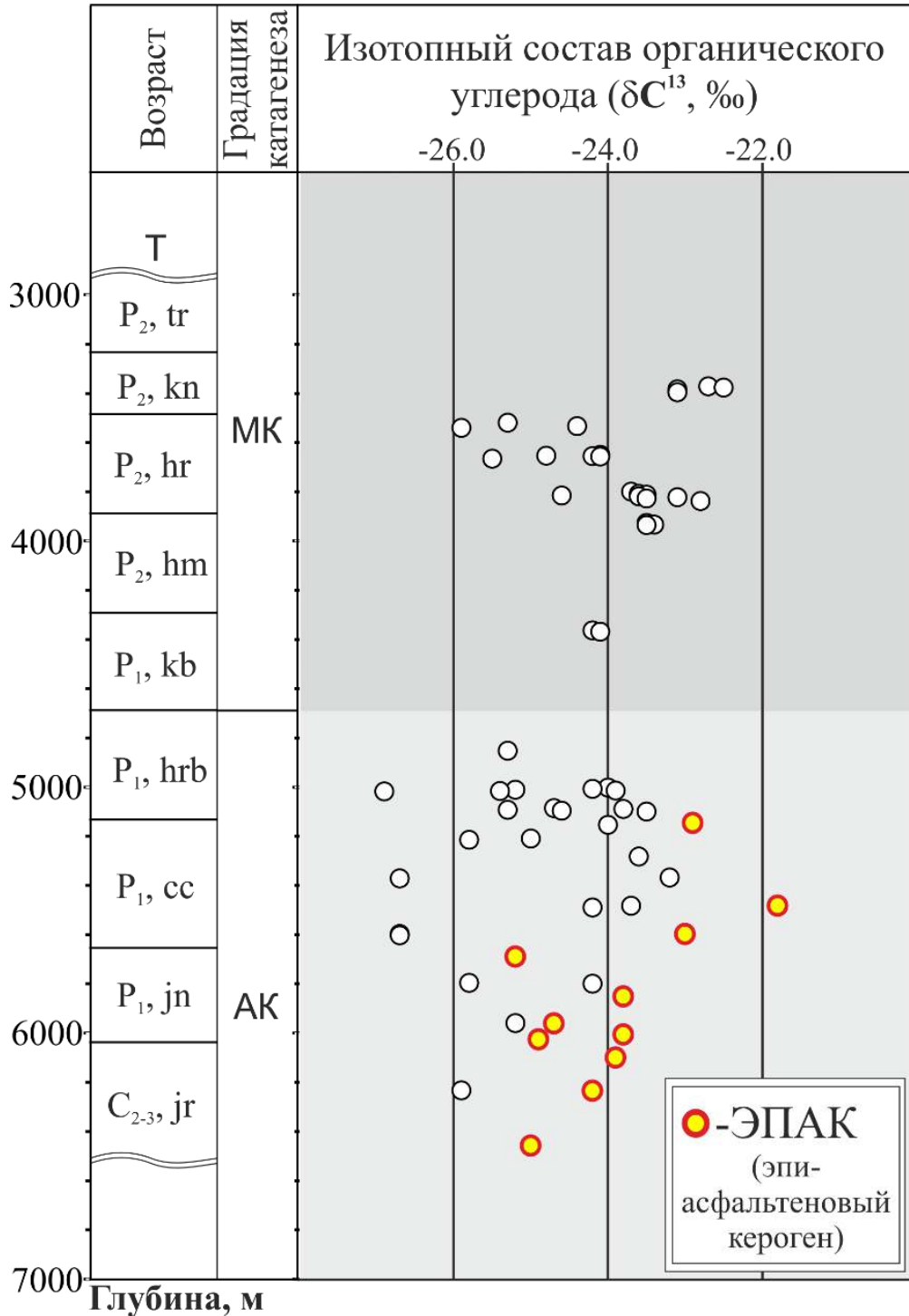
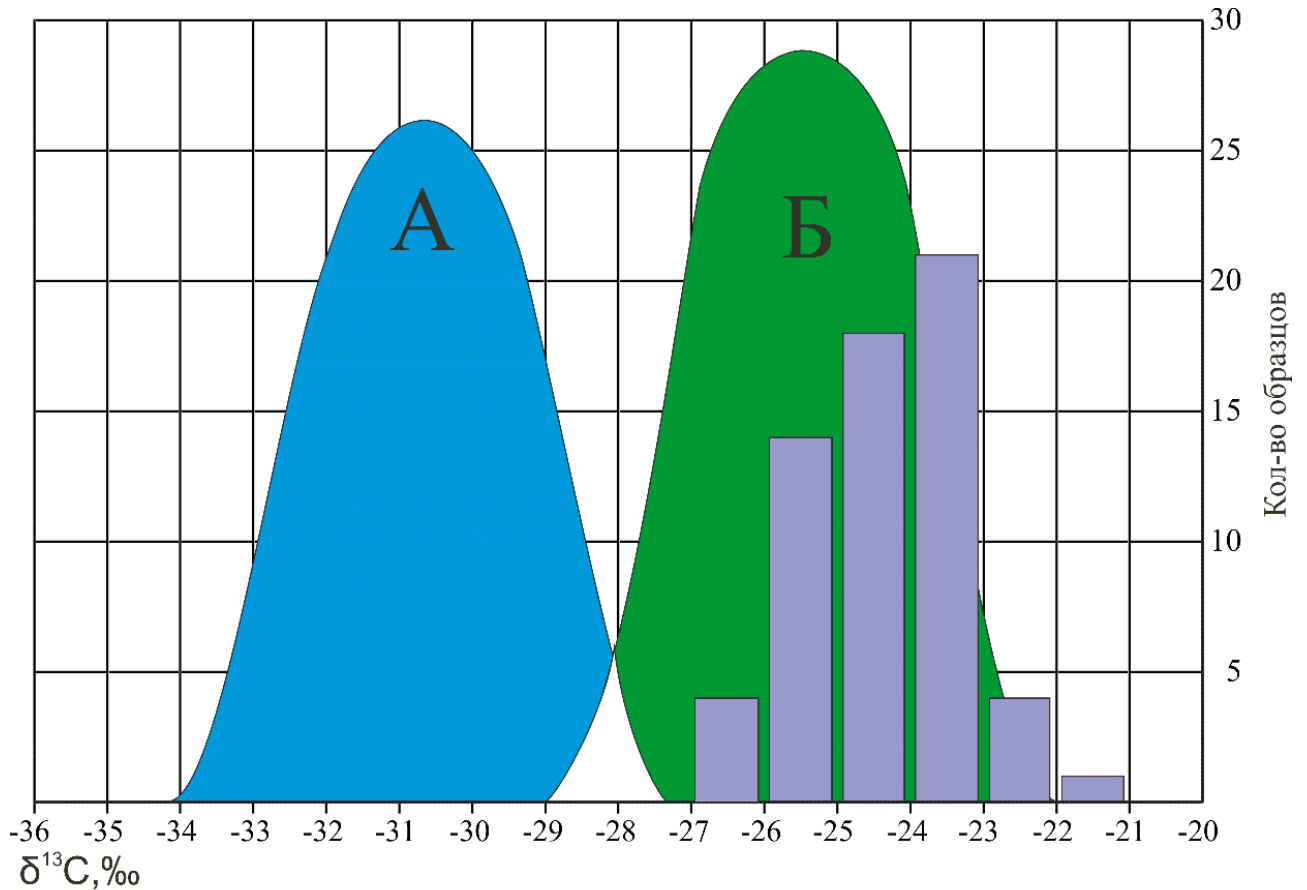


Рисунок 23 – Распределение изотопного состава органического углерода ($\delta^{13}C$) в породах верхнепермского комплекса скв. Средневилюйская-27



Распределение изотопов органического углерода:

На основании работы [Конторович и др., 1985]
по образцам Западно-Сибирской и Сибирской платформ
в прото- и мезокатагенезе

По образцам в
скв. Средневилнойская-27
в мезо- и апокатагенезе

А - Аквагенное ОВ

Б - Террагенное ОВ

Террагенное ОВ

Рисунок 24 – Распределение изотопного состава органического углерода ($\delta^{13}\text{C}$) в породах верхнепалеозойского комплекса скв. Средневилнойская-27 в сравнении с опубликованными данными по Западной Сибири [Конторович и др., 1985]

2.2 Групповой и углеводородный состав битумоидов

В изученном интервале шкалы катагенеза ($\text{МК}_2\text{-АК}_3$), приуроченному к глубинной зоне газообразования [Вассоевич, 1967, Конторович и др., 1967а, Неручев 1970, Неручев и др., 1973], наблюдается снижение выхода хлороформенного битумоида ($b_{\text{хл}}$) с ростом уровня зрелости глубины (Рисунок 25). Такой характер вариации значений показателя является следствием преобладания процессов миграции и

термодеструкции над новообразованием [Конторович, 1976]. В этом разделе главное внимание уделено изменениям, происходящим в составе экстракта в ходе его катагенетической эволюции. Аналитические работы по определению битуминологических характеристик выполнены коллективом лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН.

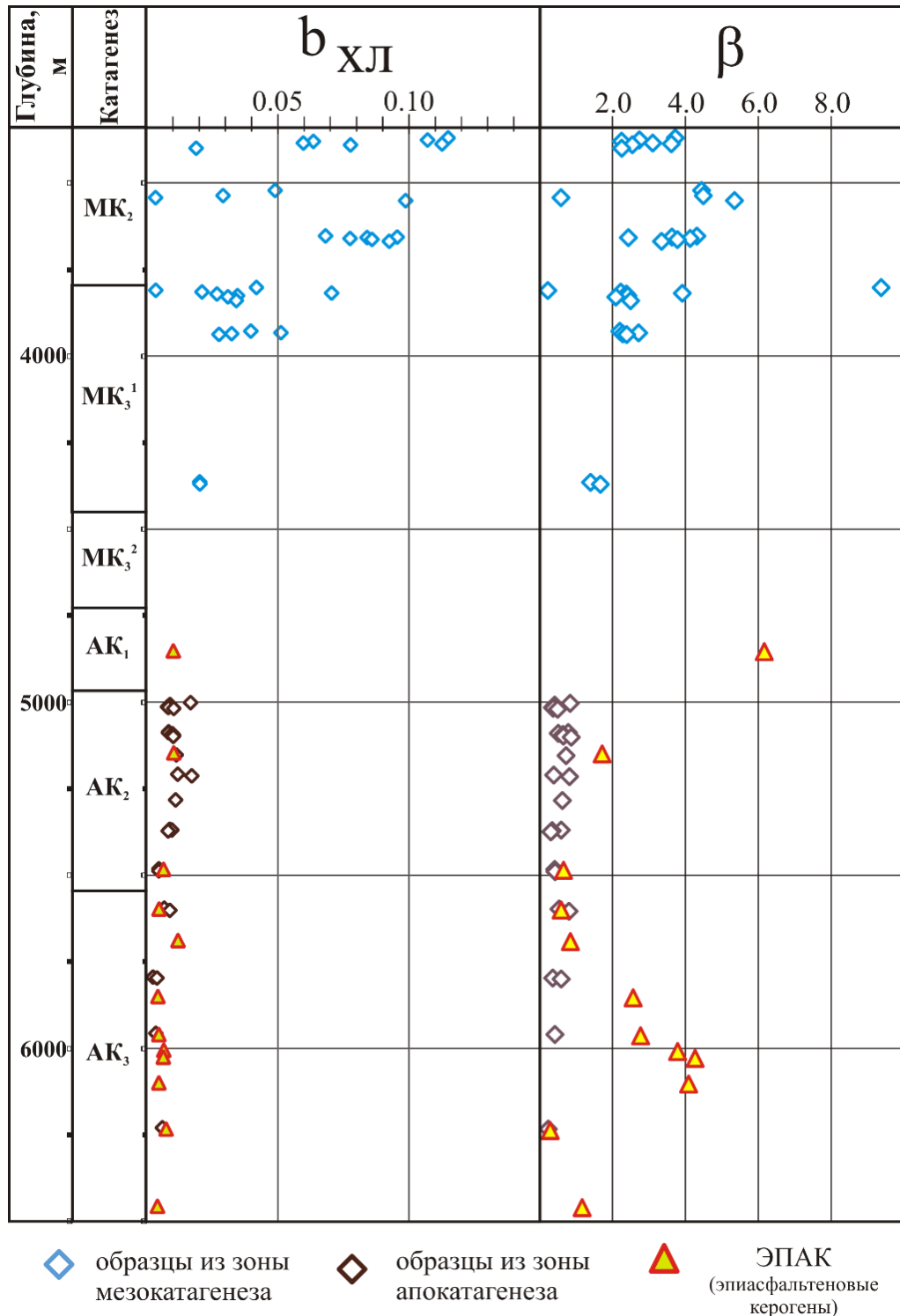


Рисунок 25 – Изменение количества выхода хлороформенного битумоида ($b_{\text{ХЛ}}$) и битумоидного коэффициента (β) с ростом катагенеза в скв. Средневилуйская-27

Можно отметить, что показания пиролитического метода подтверждают результаты экстракции – между выходом $b_{\text{хл}}$ и пиком S_1 имеется положительная корреляционная связь ($R=0,91$) в зоне мезокатагенеза (Рисунок 26). В апокатагенезе оба показателя минимальны. В мезокатагенезе имеет место высокий уровень корреляции ($R=0,82$) между содержанием органического углерода и выходом хлороформенного битумоида (Рисунок 27), в апокатагенезе, аналогично пику S_1 , ввиду повсеместно низких значений $b_{\text{хл}}$ зависимости не установлено. Такие показатели подтверждают установленную ранее зональность нефтидогенеза в верхнепалеозойском комплексе, а именно: наличие процессов новообразования битумоидов в мезокатагенезе на грациях $МК_2 - МК_3^1$ (кюндейская, харыйасская, хомустанская толщи) и прекращение этого процесса на грации $МК_3^2$ (кубалангдинская толща). В соответствии с выделенными по R°_{vt} зонами, повышенные значения находятся в области образования УВ состава C_{6+} , снижение наблюдается при преобладании C_{1-6} в продуктах новообразования, а на стадии генерации сухого газа значения $b_{\text{хл}}$ наиболее низки.

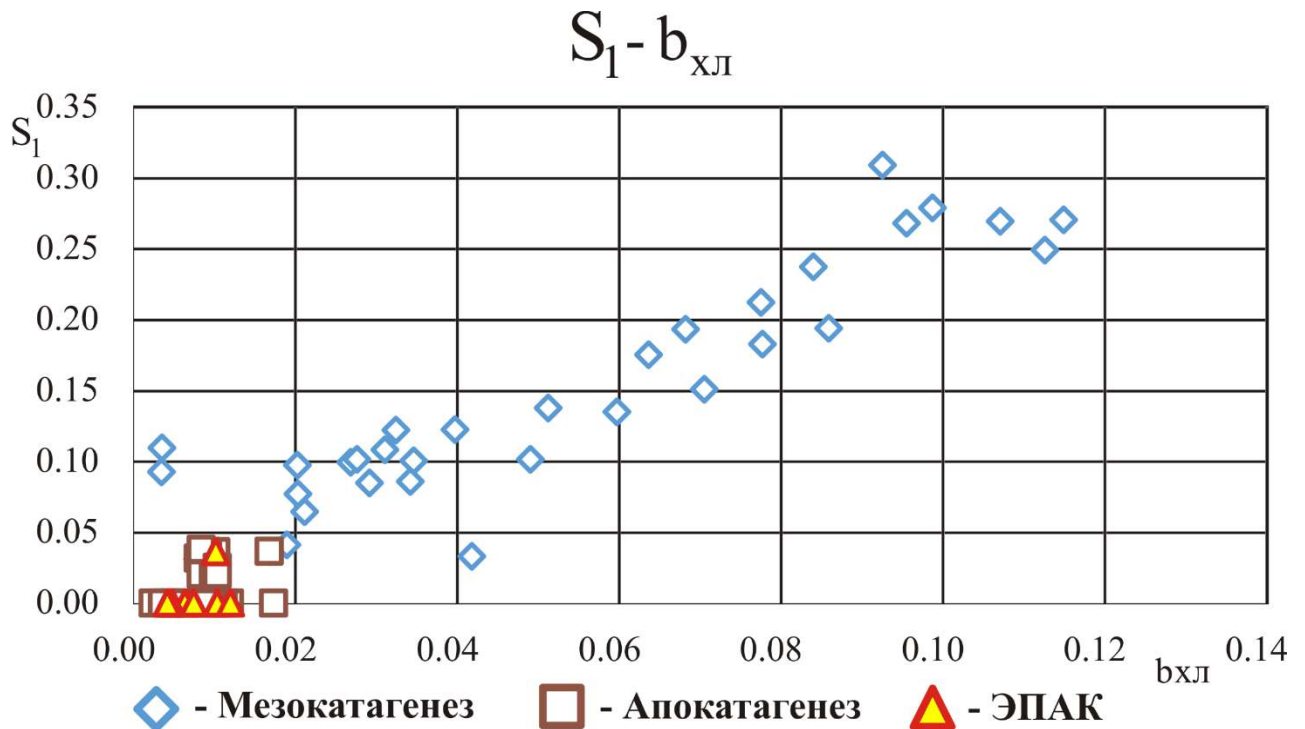


Рисунок 26 – Зависимость изменения пиролитического пика S_1 от выхода хлороформенного битумоида ($b_{\text{хл}}$) в скв. Средневилуйская-27

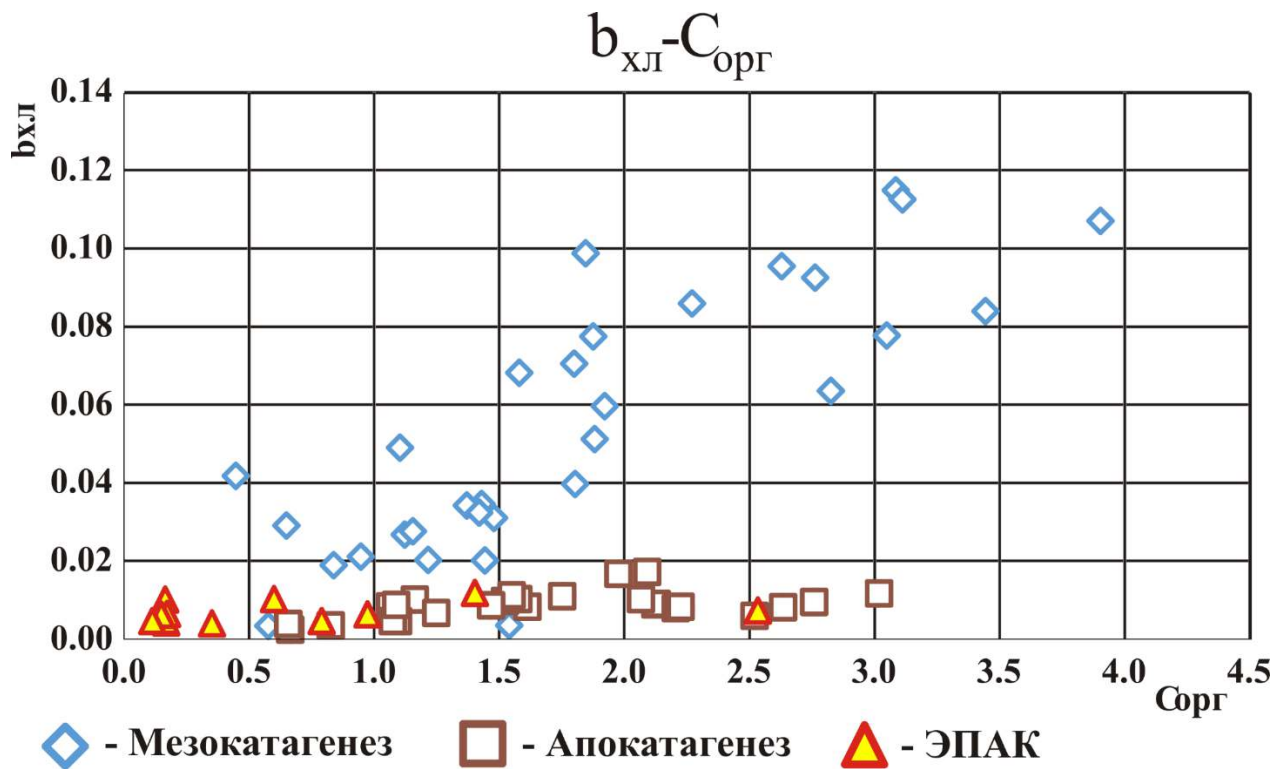


Рисунок 27 – Зависимость концентрации хлороформенного битумоида ($b_{\text{ХЛ}}$, %) от содержания органического углерода ($C_{\text{орг}}$) в породе в скв. Средневилуойская-27

Однако, как показывают последние исследования [Конторович и др., 2021], роль вторичного крекинга в области преимущественного газообразования может быть достаточно велика в случае со «слабоподвижным» битумоидом (условно закрытая система). При таких параметрах среды кероген-битумоид-порода основная масса метана генерируется в позднем мезо-апокатагенезе. Следовательно, при изучении кинетики превращения ОВ верхнепалеозойского комплекса Вилуойской гемисинеклизы границы преимущественной генерации УВ должны быть пересмотрены с учетом новых аналитических данных, полученных при выполнении настоящей работы.

Значения битумоидного коэффициента в среднем и позднем мезокатагенезе меняются от 2 до 5-6 % и не зависят от концентрации $C_{\text{орг}}$ (см. Рисунок 20). В апокатагенезе значения битумоидного коэффициента значительно ниже и не превышают 1,0% и также не зависят от концентрации $C_{\text{орг}}$. Иначе ведут себя образцы ЭПАКов (содержания $C_{\text{орг}}$ менее 0,5 %). Они сосредоточены в алевролитах и песчаниках и даже при низком содержании битумоидов их битумоидный коэффициент

относительно высокий, до 6,0 %. С высокой вероятностью эти битумоиды имеют аллохтонную или параавтохтонную природу, а наличие в них повышенного относительно общей тенденции показателя остаточного генерационного потенциала связано с переходом асфальтенов в нерастворимую форму, отвечающую слабо преобразованному керогену. Цепочка приводящих к этому превращений уже была предсказана ранее А.Ф. Добрянским (1948) и А.Э. Конторовичем (1967а, 1988). Ниже автор предпримет попытку более детально описать этот процесс, опираясь на новый фактический материал и результаты исследований на молекулярном уровне.

Ранее в тексте уже отмечалось снижение содержаний битумоидов с глубиной. На фоне затухания процессов новообразования, в составе экстракта сначала происходит увеличение относительных содержаний смол на фоне резкого снижения относительных содержаний асфальтенов вплоть до полного исчезновения. В наиболее погруженной части наблюдается резкое повышение отношений насыщенных УВ к ароматическим. Для детального анализа этих переходов групповой состав в диапазоне глубин 3370-6458 м изучен параллельно с вариациями индивидуального состава УВ [Долженко и др., 2019]. При рассмотрении хроматограмм и масс-фрагментограмм насыщенной и ароматической фракций было установлено, что наиболее чувствительными к деструкционным процессам позднего мезо- и апокатагенеза являются высокомолекулярные углеводородные соединения. На этом основании в качестве индикаторов активизации и интенсификации процессов разрушения молекул с большим количеством атомов углерода были выбраны классы *n*-алканов и *n*-алкилбензолов. В изученных образцах они представляют собой выдержанные гомологические ряды. Анализ распределения стерановых, терпановых и полиядерных ароматических соединений на поздних этапах эволюции террагенного ОВ приведен в последующих разделах этой главы.

В интервале 3370-3810 м (середина-конец градации МК₂) доминирующим компонентом в составе битумоидов являются УВ (35-45 %), смолы в среднем не превышают 35 %, асфальтены – 25 % (Рисунки 28, 29). Эти толщи не исчерпали к настоящему моменту нефтегазогенерационный потенциал (в них обнаружены аллохтонные битумоиды, а в пределах кюндейской свиты по изменению содержания

углеводородной части предположена первичная миграция). В области, отвечающей середине градации, на хроматограммах насыщенной фракции по общему ионному току представлено распределение, характерное для континентального ОВ - максимум на C_{21-25} , пристан (Pr) значительно преобладает над фитаном (Ph) (Рисунок 30). Н-алкилбензолы здесь имеют бимодальное распределение, с главным максимумом на C_{16-20} и второстепенным на C_{23-26} (Рисунок 30). К концу градации максимум н-алканов смещается на C_{19-23} , падает отношение Pr/Ph, а в н-алкилбензолах снижаются относительные содержания соединений с количеством атомов углерода больше 22. В описанном интервале процессы деструкционного характера проявляются к концу градации, ранее было показано, что органическое вещество здесь обладает повышенным остаточным генерационным потенциалом, протекают процессы новообразования.

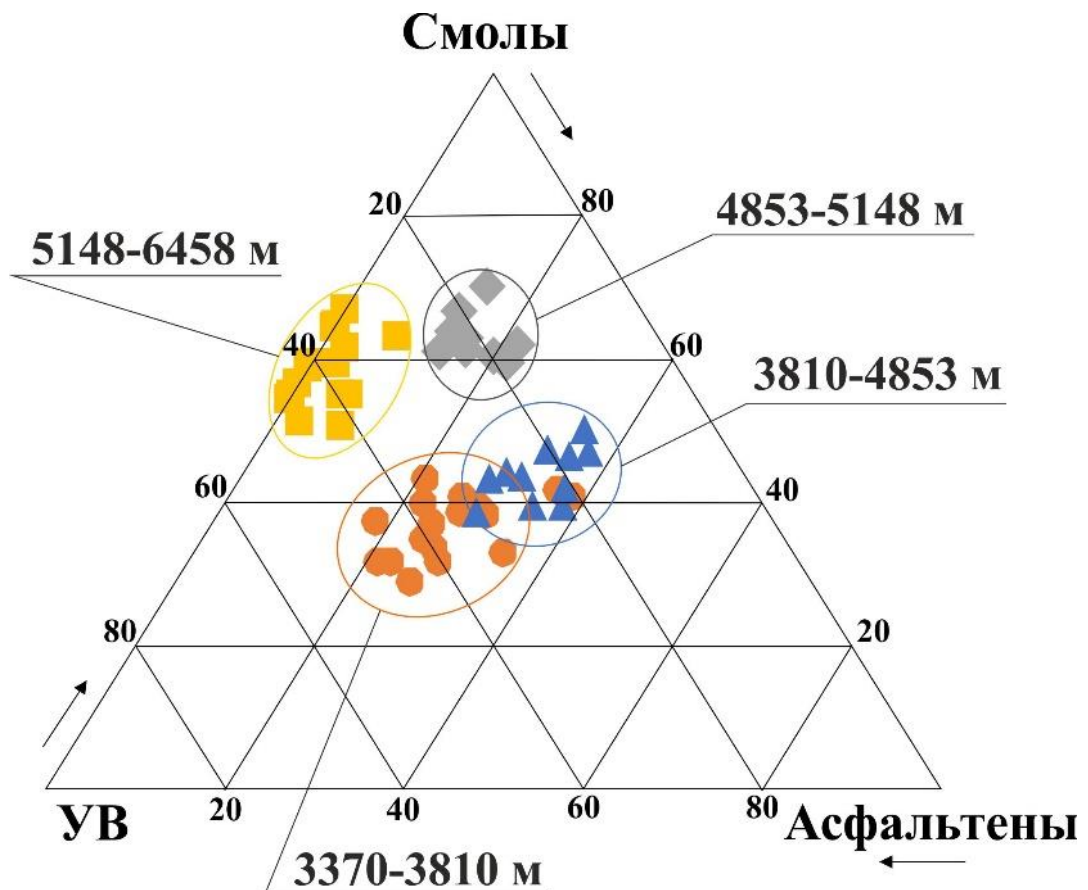


Рисунок 28 – Тригонограмма изменения группового состава битумоидов

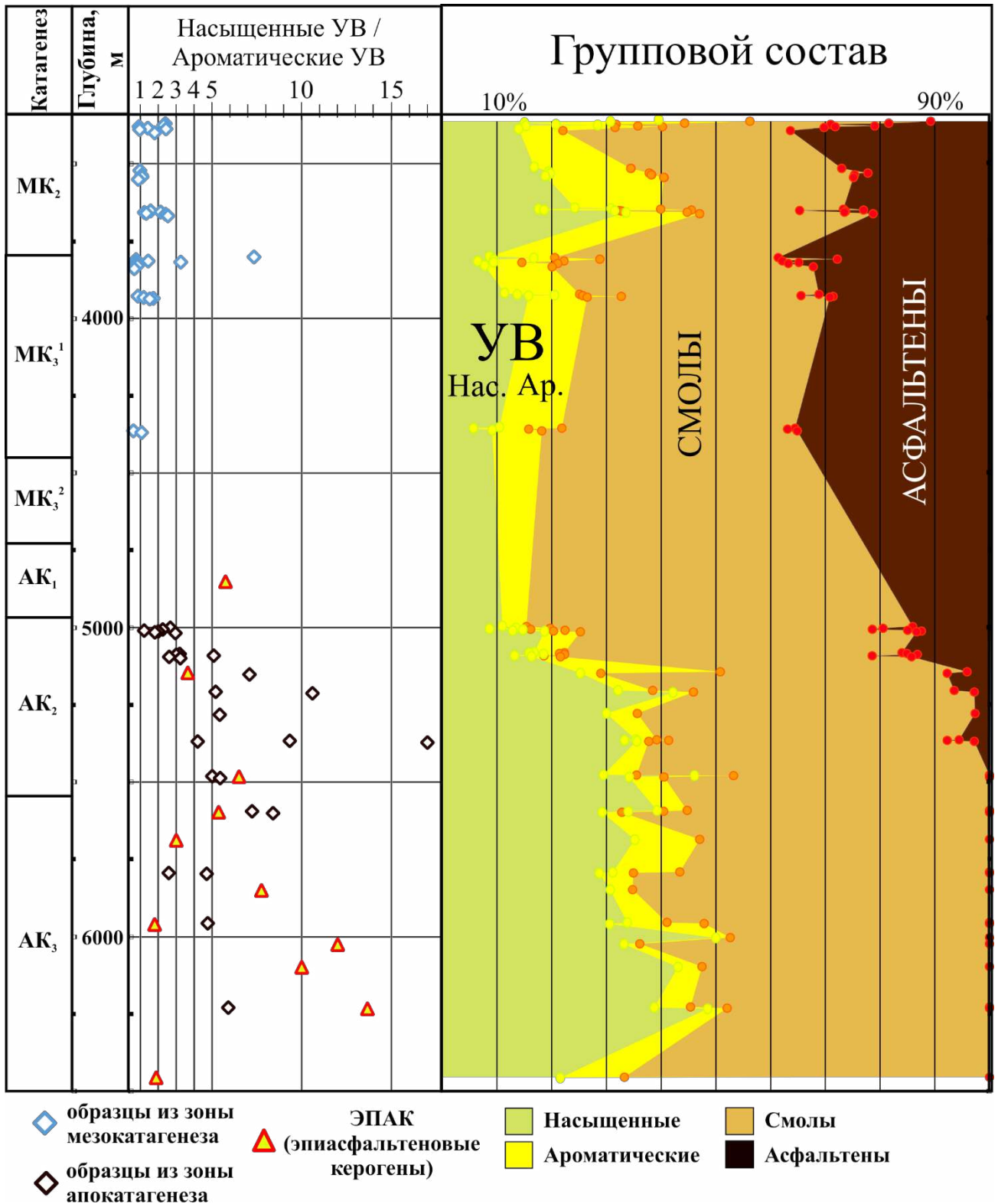


Рисунок 29 – Изменение отношения насыщенных углеводородов к ароматическим и группового состава битумоидов с ростом катагенеза в скв. Средневилуйская-27

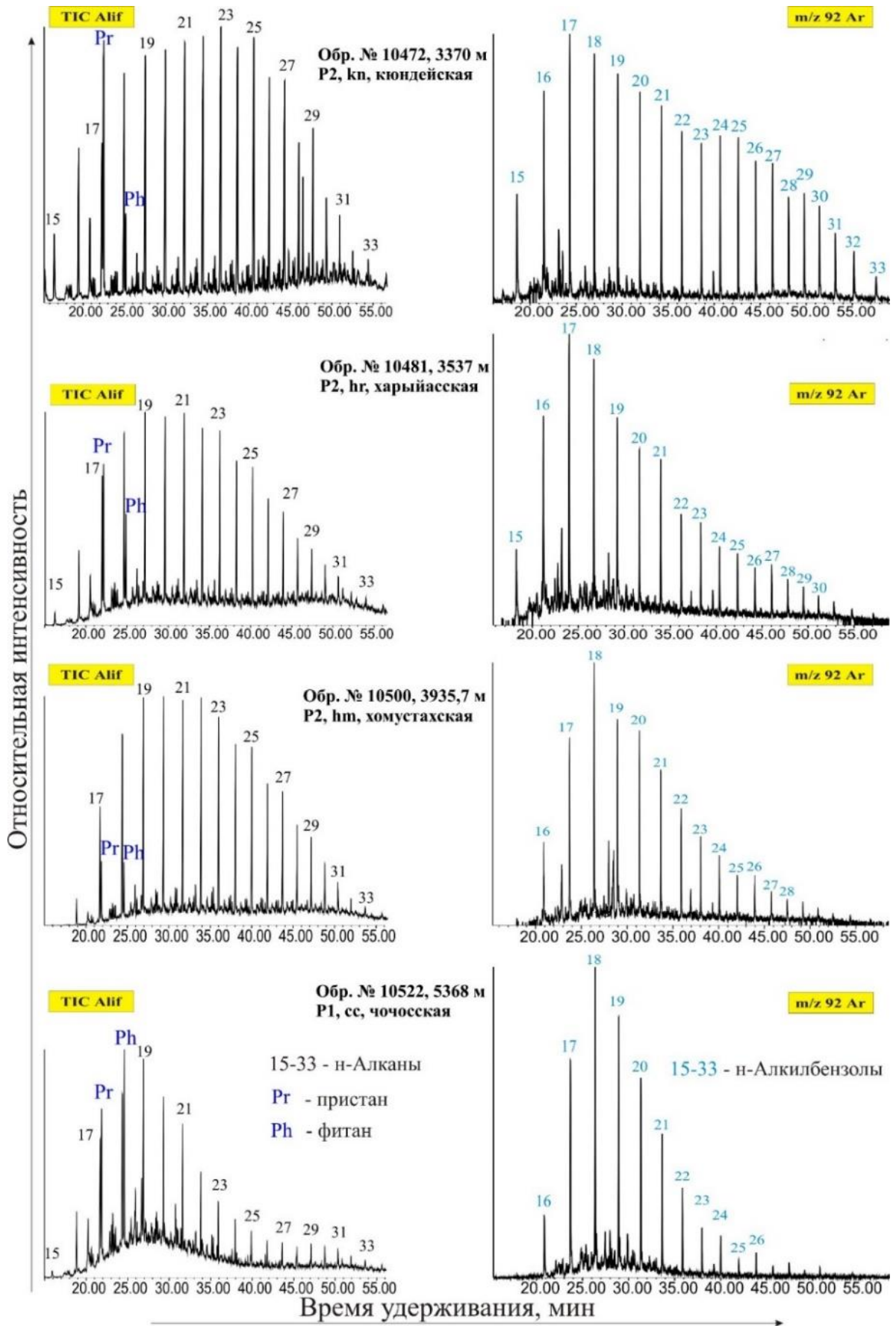


Рисунок 30 – Распределение нормальных алканов на хроматограммах по общему ионному току (TIC) и н-алкилбензолов по характерному масс-фрагменту (m/z 92)

Ниже по разрезу, конец мезокатагенеза – апокатагенез, установлены два интервала, имеющие принципиально различное распределение трех компонент, и переходная зона между ними. Первый выявлен на глубинах 3810-4853 м и соответствует грациям МК₃¹⁻² – началу АК₁. УВ (15-25 %) в составе битумоида испытывают снижение относительных содержаний, а число смол (45-50 %) незначительно растет. Количество асфальтенов колеблется в пределах 30-35 % и снижается к концу мезокатагенеза. Здесь уменьшается содержание насыщенных УВ по отношению к ароматическим (Рисунок 29). Это, вероятнее всего, вызвано хроматографическими эффектами при первичной миграции [Трофимук, Конторович, 1965].

Параллельно максимум распределения n-алканов все больше смещается к С₁₉, а отношение Pr/Ph достигает 1, после чего фитан начинает расти над пристаном. Среди n-алкилбензолов на первый план выходит С₁₈, снижаются относительные содержания соединений с меньшим количеством атомов углерода, продолжается снижение высот пиков высокомолекулярных гомологов. В этом интервале процессы деструкции или конденсации не проявлены в явном виде на уровне группового состава, но находят отражение в распределении исследованных гомологических рядов. Последнее указывает, как будет показано далее, на то, что перестройка вещества под действием высоких температур начинается до явных изменений в соотношении компонент битумоида (УВ-смолы-асфальтены). В интервале 3370-4853 м, отношение бензольных и спиртобензольных смол, а также асфальтенов и асфальтогеновых кислот практически не меняется. Первые составляют в среднем 14 и 24 %, соответственно, на сумму всех компонент, вторые 20 и 8 %.

Переходная зона начинается при достижении грации АК₁ (термобарический рубеж – 4853 м). В групповом составе начинают преобладать смолы (>60 %), а также отмечен резкий рост содержаний насыщенных соединений в компоненте УВ. Значительно сокращаются относительные содержания n-алканов с количеством атомов углерода больше 22. Этому этапу соответствует резкое увеличение концентрации смол в составе битумоидов за счет деструкции асфальтенов, и, вероятно, конденсации ароматических соединений, если судить по сокращению их со-

держаний в составе УВ. При достижении термобарического рубежа в молекулярном составе идентифицируются сначала в следовых количествах, а ниже по разрезу на уровне содержаний традиционных биомаркеров, гомологические ряды алкенов, диметилканов, алкилциклогексанов с преобладанием нечетных номеров и четыре новых диастереомера моноароматических стероидов C_{27} [Каширцев и др., 2016, 2017]. Описание этого явления дано в разделе 2.5 настоящей главы.

Наиболее погруженный интервал относится к глубинам 5148-6458 м, на которых ОВ является истощенным. Здесь, при достижении середины градации AK_2 , происходит существенное смещение в сторону компонент углеводородов (40-45 %) и смол (55-60 %), с сокращением содержания асфальтенов (<10 %), вплоть до неопределимых количеств от глубины 5482 м и ниже. Отмечены незначительный рост количества УВ (~5 %) и соответствующее ему снижение числа смол с ростом катагенеза. Обогащение смол происходит главным образом за счет спиртобензольных, их концентрация достигает 40 % в переходной зоне, и далее варьируют в пределах 40-50 %. Концентрация бензольных смол в составе битумоидов, в свою очередь снижается до 10-15 % (глубже 5373 м разделить смолы на компоненты не удалось из-за малых количеств вещества). Эта зона отражает дальнейшее упрощение, где крупные структуры (главным образом асфальтены) деалкилируются, а их остатки конденсируются, что обуславливает рост УВ составляющей, а затем формируют высокомолекулярные блоки, которые переходят в состав нерастворимой фазы.

Параллельно с этим процессом доминирующее положение занимают насыщенные соединения. Это происходит, как за счет деструкции асфальтенов и смол, так и конденсации ароматических соединений, а затем перехода их в смолистую компоненту. В работе [Конторович и др., 1973] было отмечено, что в террагенном органическом веществе количество парамагнитных центров (КПЦ) растет с повышением катагенеза, при этом имеет место два минимума. В разрезе скв. Средневилюйская-27 установлен один минимум, который приходится на конец AK_2 [Меленевский и др., 1989]. Именно здесь (конец AK_2) в настоящей работе зафиксировано максимальное преобладание насыщенных УВ над ароматическими (Рисунок 29).

До границы с началом АК их отношение постепенно падает, что соответствует росту КПЦ, и если к концу мезокатагенеза они находятся в примерно равных концентрациях, то при достижении начала границы АК₂-АК₃ алифатические соединения преобладают в 6 и более раз. На этой же рубеже асфальтены полностью переходят в состав керогена. Важно отметить, что согласно описанию метода электронного парамагнитного резонанса (ЭПР) В.М. Диндойн (1973) наиболее вероятными парамагнитными центрами в ОВ являются ароматические соединения.

Не менее интересен дальнейший рост КПЦ после минимума, который связан с консолидацией структуры керогена, её полимеризацией и ароматизацией циклов в жестких термобарических условиях больших глубин.

Установлена особенность ЭПАКов в этом интервале: отношение насыщенной и ароматической частей в них визуальнo повторяет рост и спад в образцах, где ЭПАКи не были установлены, но с некоторым «запозданием». Связано ли это с их созреванием после формирования или является результатом независимых от катагенеза процессов, как например потери при миграции, на текущем этапе исследования установить сложно.

Описанные переходы в групповом составе битумоида соответствуют схеме, предложенной А.Э. Конторовичем: «...В заключительном мезокатагенезе заметную роль приобрела их (жидких продуктов) деструкция, ставшая в апокатагенезе преобладающей. Последняя (деструкция) в свою очередь идёт в двух направлениях. С одной стороны, это дальнейшее разукрупнение, упрощение структуры, которое можно изобразить схемой: асфальтены – смолы – УВ, с другой – конденсация отдельных блоков, в основном ароматических, укрупнение структуры по схеме: УВ – смолы – асфальтены, вплоть до превращения части растворимой фазы в нерастворимую и выпадения ее в кероген.» [Конторович и др., 1988]. Все переходы осуществляются через компоненту смол, как метастабильную в термобарических условиях. Так, например, А.Ф. Добрянский в трудах «Геохимия нефти» (1948) и «Химия нефти» (1961) приводил следующие заключения по смолистой составляющей нефтей: «...в термическом плане очень неустойчивы и легко подвергаются процессам полимеризации, распада и вообще изменения состава...».

2.3 Индивидуальный состав алифатических и циклоалифатических углеводородов

Помимо изменения группового состава битумоидов в условиях высокого катагенеза происходят направленные изменения в вариациях его молекулярного состава. Анализ распределения концентраций углеводородов-биомаркеров (УВ-БМ) и основанных на отношениях их концентраций показателей позволяет решить ряд геохимических задач: определение генетического типа ОВ; оценка степени катагенетической преобразованности; окислительно-восстановительные (Red-Ox) условия диагенеза и седиментогенеза; уровень биodeградации и другие. С целью дать характеристику органического вещества верхнепалеозойского комплекса с одной стороны и оценить применимость этих показателей в условиях жестких термобарических условий больших глубин с другой, были выбраны следующие соотношения:

- Отношение нормальных алканов $n\text{-C}_{27}/n\text{-C}_{17}$. Так в органическом веществе, унаследованном от фитопланктона и фитобентоса, преобладают n -алканы состава C_{12-20} , от высшей наземной растительности – C_{23-35} . Такие закономерности позволяют оценить генетический тип по распределению максимумов на хроматограмме нормальных алканов [Конторович и др., 1974; Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984].

- Коэффициент нечетности (СРІ) – отношение концентраций n -алканов с нечетным и четным числом атомов углерода в цепи. В литературе известны различные подходы для расчета указанного отношения [Philippi, 1965; Scalan, Smith, 1970]. В настоящей работе было использовано следующее выражение:

$$CPI = (\sum C_{25-33(\text{нечет})} / \sum C_{24-32(\text{чет})} + \sum C_{25-33(\text{нечет})} / \sum C_{26-34(\text{чет})}) / 2 \quad (\text{по [Bray, Evans, 1961]})$$

На этапе диагенеза нечетных n -алканов (образуются из жирных кислот, синтезируются биопредшественниками) больше, чем четных, а в процессе катагенеза за счет генерации новых алканов их отношение приближается к единице [Тиссо, Вельте, 1981; Peters et al., 2005];

- Отношение изопреноидов **Pr/Ph** (Pr - пристан, Ph - фитан). Источником обоих соединений является фитоловая цепь (важный компонент хлорофилла), из которого при окислительных условиях в диагенезе образуется пристан, а при восстановительных фитан [Сафонова, 1980; Шиманский и др., 1981; Тиссо, Вельте, 1981; Хант, 1982]. Помимо этого параметра, для оценки условий диагенеза, уровня зрелости и условий осадконакопления используется диаграмма Коннона-Кассоу в координатах **Pr/n-C₁₇ – Ph/n-C₁₈** [Connan, Cassou, 1980];

- Отношение стеранов **C₂₉/C₂₇**. В верхнем палеозое и мезозое этилхолестан преобладает в органическом веществе, биологическим предшественником которого была высшая наземная растительность, а повышенные содержания холестерина указывают на фито- и зоопланктон [Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Конторович и др. 1991; 1996; Peters et al., 2005, Kodner et al., 2008; Brocks et al., 2017]. Как правило для оценки генетического типа ОВ используют тригонограмму распределения стеранов в координатах **C₂₇-C₂₈-C₂₉**;

- **K₁** - соотношение стереохимических эпимеров стеранов **C₂₉** [$K_1=20S/20(S+R)$], **K₂** - соотношение между изостеранами и исходными биостеранами состава **C₂₉** [$K_2=\beta\beta 20(S+R)/\alpha\alpha 20R$]. Как показал А.А. Петров (1991), для незрелых нефтей - $K_1=0,3-0,4$, K_2 - мало эффективен, катагенетически слабозрелые нефти (начало главной зоны нефтеобразования) - $K_1=0,4-0,5$, $K_2=0,6-1,7$, главная зона нефтеобразования - $K_1=1,0-1,1$, $K_2=3,0-5,5$, конец зоны нефтеобразования, начало образования газовых конденсатов - K_1 и K_2 неинформативны [Петров, 1984; Петров, 1991];

- **Диа/Рег (Dia/Reg)** – соотношение диа- (перегруппированных в диагенезе – $\beta\alpha$) и регулярных ($\alpha\alpha+\beta\beta$) стеранов. Образование диастеранов происходит главным образом в диагенезе, а повышенные его содержания указывают на глинистые отложения, пониженные – на карбонатные [Петров, 1984; Peters et al., 2005]. В работе [Peters et al., 2005] приводятся результаты исследований, где значениям $Dia/Reg < 0,3$ соответствуют обстановке бескислородного захоронения карбонатных пород, $0,3-0,5$ бескислородное накопление глинистых пород, $>0,5$ субокислительные условия;

- **I_{ТС}** (трициклановый индекс) = $2 * \Sigma \text{трицикланов } C_{19-20} / \Sigma \text{трицикланов } C_{23-26}$. Показатель предложен А.Э. Конторовичем. На основании изучения разновозрастных коллекций Северо-Азиатского кратона и прилегающего к ней на северо-востоке складчатого пояса установлено, что в битумоидах и нефтях, образованных из континентального органического вещества, этот показатель больше единицы, из морского - наоборот [Конторович и др., 1999];

- **Ts/Tm** – соотношение 18 α (H)-22,29,30-триснорнеогопана (Ts) и 17 α (H)-22,29,30-трисноргопана (Tm). Соотношение Ts/Tm увеличивается с повышением уровня катагенетической преобразованности органического вещества, так как трисноргопан является биологически продуцируемой структурой, а триснорнеогопан образуется в результате катагенеза [Петров, 1984; Peters et al., 2005]. По некоторым данным в главной зоне нефтеобразования примерно равен 1, а на поздних стадиях катагенеза – $\gg 1$ [Костырева, 2005];

- Отношение гомогопанов **Hh₃₅/Hh₃₄**. Высокие содержания гомогопана C₃₅ связывают с присутствием карбонатов или эвапоритов диагенезе [Boon et al., 1983; Connan et al., 1986], или как показатель восстановительных условий [Конторович и др., 1991; Каширцев, 2003; Shininghe et al., 1995; Peters et al., 2005]. Внедрение атомов серы в боковую цепь бактериогопанпетрола способствует его селективному сохранению в процессе погружения ОБ [Shininghe et al., 1988]. Из этого следует, что морской восстановительной обстановке диагенеза будут соответствовать значения >1 , пресноводной <1 [Каширцев, 2003].

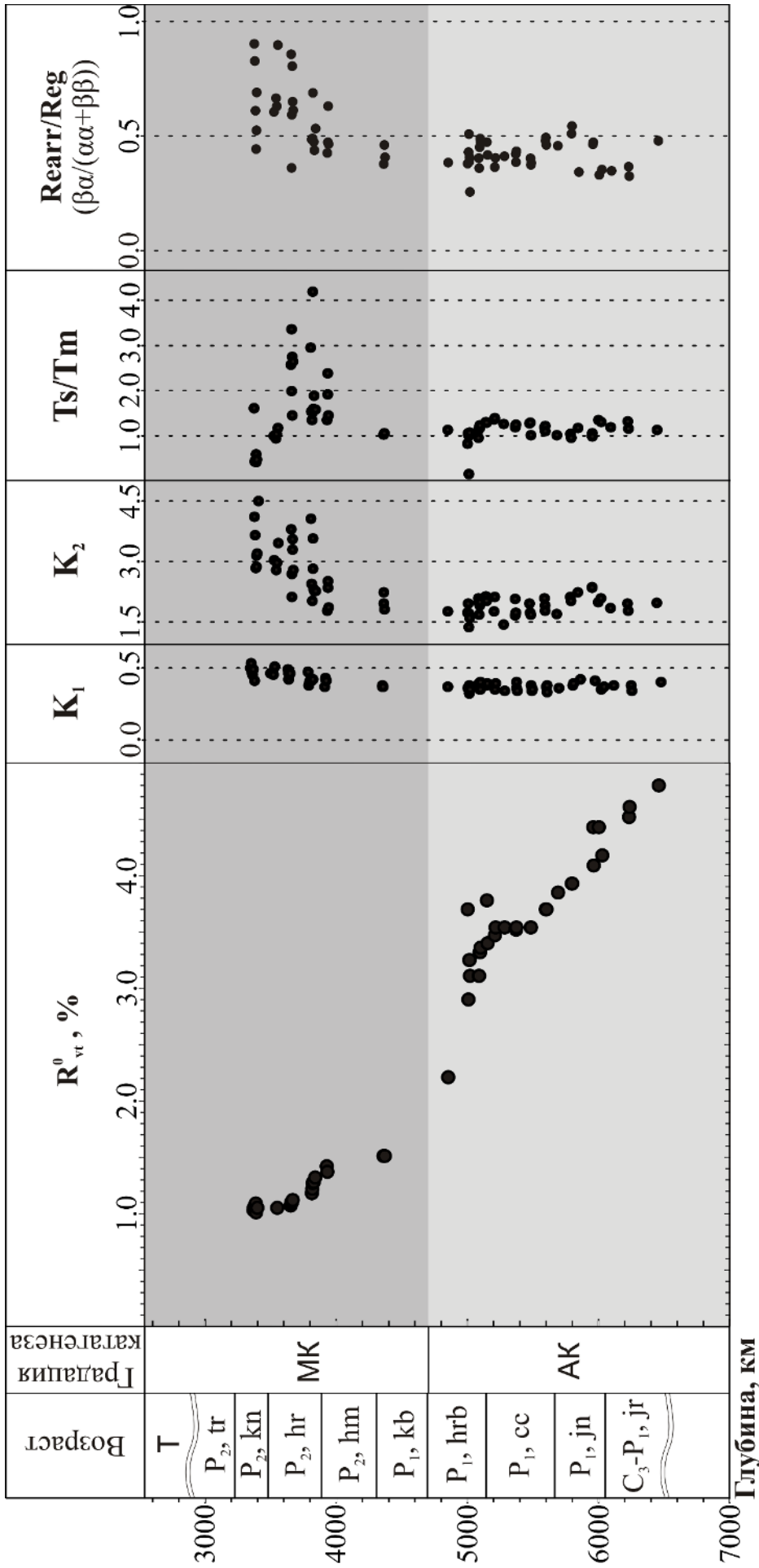
Ранее в работе на основании различных методов и литературных источников неоднократно указывалось на однотипность генетического происхождения РОВ в разрезе, вскрытом скважиной Средневиллюйская-27. В связи с чем предполагалось установить единство генетических показателей УВ-БМ в верхнепалеозойском комплексе и закономерное изменение катагенетических соотношений. Вопреки предположениям было установлено систематическое изменение в обширной группе биомаркерных соотношений, описанных выше, при достижении конца мезо- и апокатагенеза – непрерывный и достаточно плавный переход в молекулярном составе

битумоидов по наиболее часто применяемым классам соединений (ТІС – нормальные алканы, m/z 191 – терпаны, m/z 217 – стераны) от террагенного вида к аквагенному, другими словами, к преобладанию менее сложных, короткоцепочечных соединений (Рисунки 31-35). Средние показатели изученного комплекса хемофоссилий и их вариации в образцах битумоидов пород верхнепалеозойского комплекса Вилюйской гемисинеклизы сведены в общую Таблицу 19 и представлены на графиках (Рисунки 31, 32). При изучении комплекса УВ-БМ в настоящей работе внимание автора было сконцентрировано на влиянии катагенеза и, соответственно, положения разреза относительно ГЗН. Так как разрез представляет собой совокупность терригенных пород, то влиянием карбонатов на показания биомаркерных соотношений, на которое указывают некоторые авторы [Waples, Machihara 1991; Peters et al., 2005], можно пренебречь.

Кюндейская толща. В составе нормальных алканов максимум приходится на C_{21-25} и постепенно смещается к C_{21} при переходе от кровли к нижней части разреза свиты. Отношения n -алканов C_{27}/C_{17} варьирует в пределах 0,41-0,96, средняя величина 0,67. Индекс нечетности изменяется в пределах 1,07-1,32, среднее значение – 1,17. Отношение ациклических изопреноидов пристана и фитана изменяется от 1,17 до 4,73, среднее значение Pr/Ph – 3,44. Коэффициент зрелости K_1 имеет средний показатель 0,47 (от 0,41 до 0,53). Среднее для коэффициента $K_2=3,47$ (от 2,84 до 4,49). Отношение перегруппированных (диа-) и регулярных стеранов меняется в пределах 0,44-0,9 (среднее 0,66), снижается к подошве разреза свиты. Отношение стеранов C_{29} и C_{27} – варьирует в пределах от 1,73 до 4,6, среднее значение 3,09. Средняя величина отношения Ts/Tm равна 0,67 (от 0,43 до 0,6, единичный замер – 1,61). Трициклановый индекс варьирует в пределах от 1,81 до 3,61 (единичный замер 0,8), среднее значение – 2,15. Содержание гомогопана Nh_{34} в разрезе толщи выше, чем Nh_{35} (0,41-0,74) для всех образцов.

Харыйасская толща. Максимум распределения n -алканов всё больше смещается в сторону C_{21} и даже C_{19} . Среднее значение отношения n -алканов C_{27}/C_{17} постепенно снижается относительно вышележащей толщи до 0,51. Индекс нечет-

ности изменяется от 1,07 до 1,15, среднее значение - 1,09. Отсюда и далее по разрезу CPI близок к единице и практически не меняется (в пределах 1,05-1,18 во всём нижележащем интервале). Резко падает содержание пристана, практически в два раза, относительно менее преобразованной кюндейской толщи: изменяется от 1,22 до 2,92, среднее значение Pr/Ph – 1,95. Индекс $K_2=2,9$ (2,01-4,05) с ростом катагенеза должен показывать закономерный рост, но параметр снижается до значений около 2,0 и варьирует в небольших пределах около этого значения вниз по разрезу. Аналогичная ситуация и с отношением K_1 : к подошве толщи наблюдается падение до среднего значения около 0,38, которое сохраняется до забоя скважины. Показатель Dia/Reg продолжает тренд снижения, начатый в вышележащей толще, но к подошве достигает равновесия при значении близком к 0,4, и при вариациях от 0,25 до 0,63 не меняется до конца апокатагенеза. Отношение стеранов C_{27} и C_{29} варьирует в пределах от 1,03 до 3,78, среднее значение – 2,02, к подошве приближается к ~1,0-1,5. Средняя величина отношения Ts/Tm равна 1,92 (от 0,94 до 4,19). Здесь показатель достигает максимальных значений в исследуемом разрезе, далее резко падает до равновесных содержаний (~1) и практически не меняется во всех нижележащих толщах. Трициклановый индекс варьирует от значений близких к единице (единичный замер – 0,58) до 3,29, среднее значение – 2,11, что очень близко к значениям кюндейской толщи, но в отличие от широкой области разброса в вышележащей толще, здесь очевидно снижение до равновесных параметров по аналогии с прочими показателями УВ-БМ.



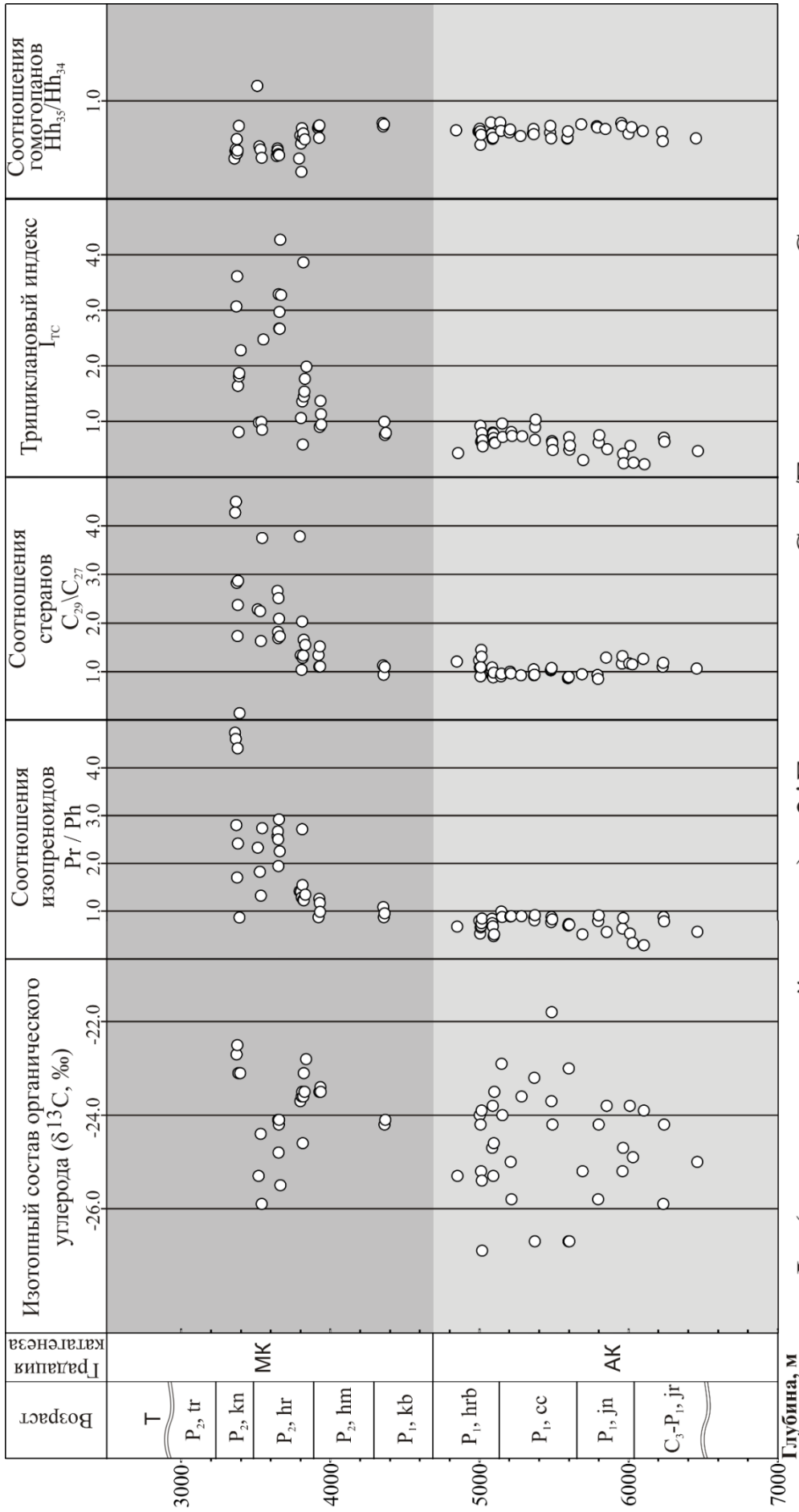
K_1 - соотношение стереохимических эпимеров $\alpha\alpha$ -стеранов C_{29} [$K_1=20S/20(S+R)$]

K_2 - соотношение между изостеранами и исходными биостеранами состава C_{29} [$K_2=\beta\beta 20(S+R)/\alpha\alpha 20R$]

Ts/Tm - соотношение $18\alpha(H)-22,29,30$ -триснорнеогопана (Ts) и $17\alpha(H)-22,29,30$ -трисноргопана (Tm)

Rearr/Reg - соотношение диа- (Rearrangement - $\beta\alpha$) и регулярных (Regular - $\alpha\alpha+\beta\beta$) стеранов

Рисунок 31 - Биомаркерные показатели катагенеза органического вещества (+ отношение диа- и регулярных стеранов)



I_{TC} (трицикловый индекс) = $2 * \Sigma$ трициклов C_{19-20} / Σ трициклов C_{23-26}

Рисунок 32 – Биомаркерные показатели генезиса и обстановок диагенеза органического вещества

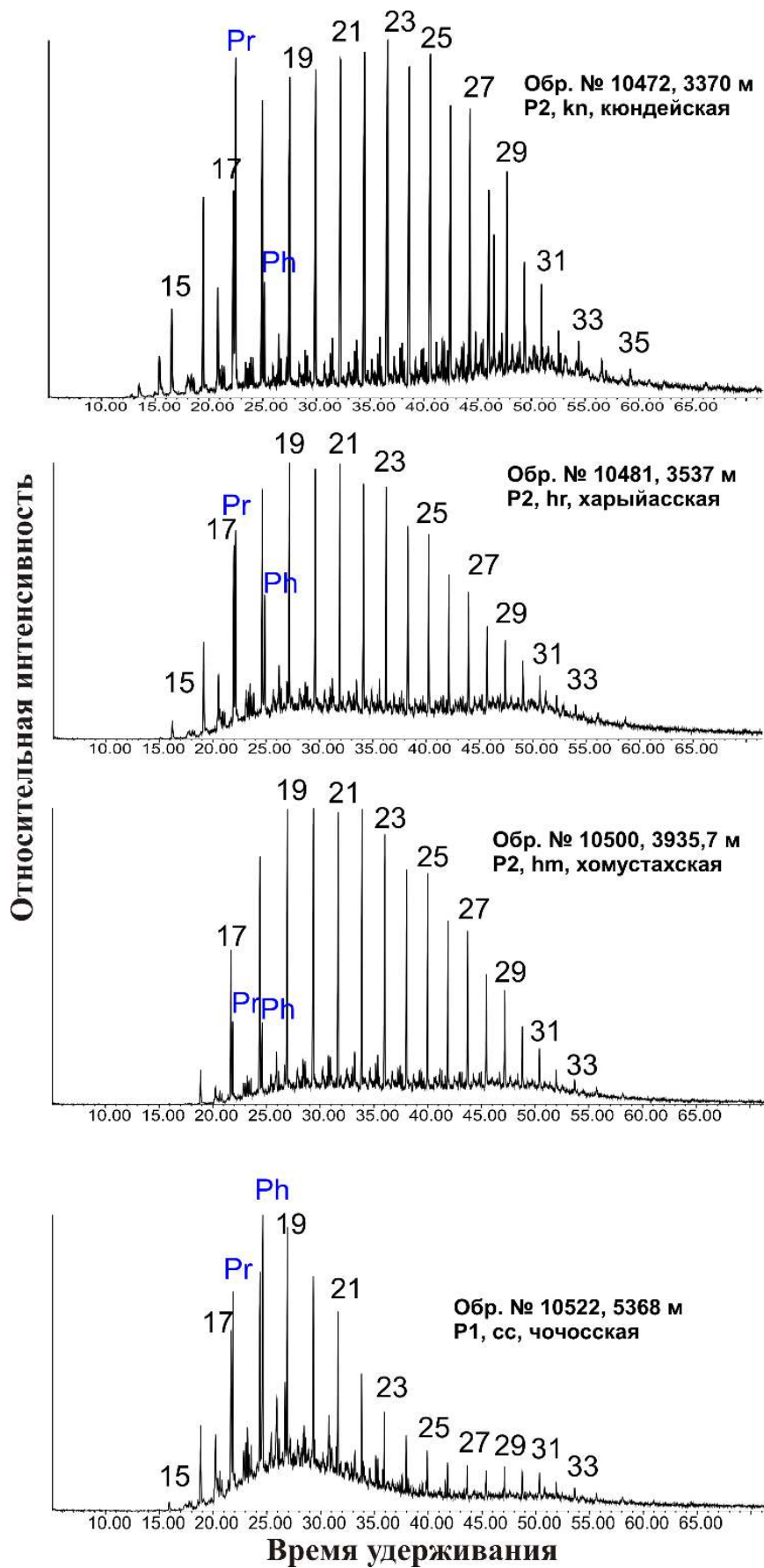


Рисунок 33 – Распределение n-алканов на хроматограмме по общему ионному току (TIC)

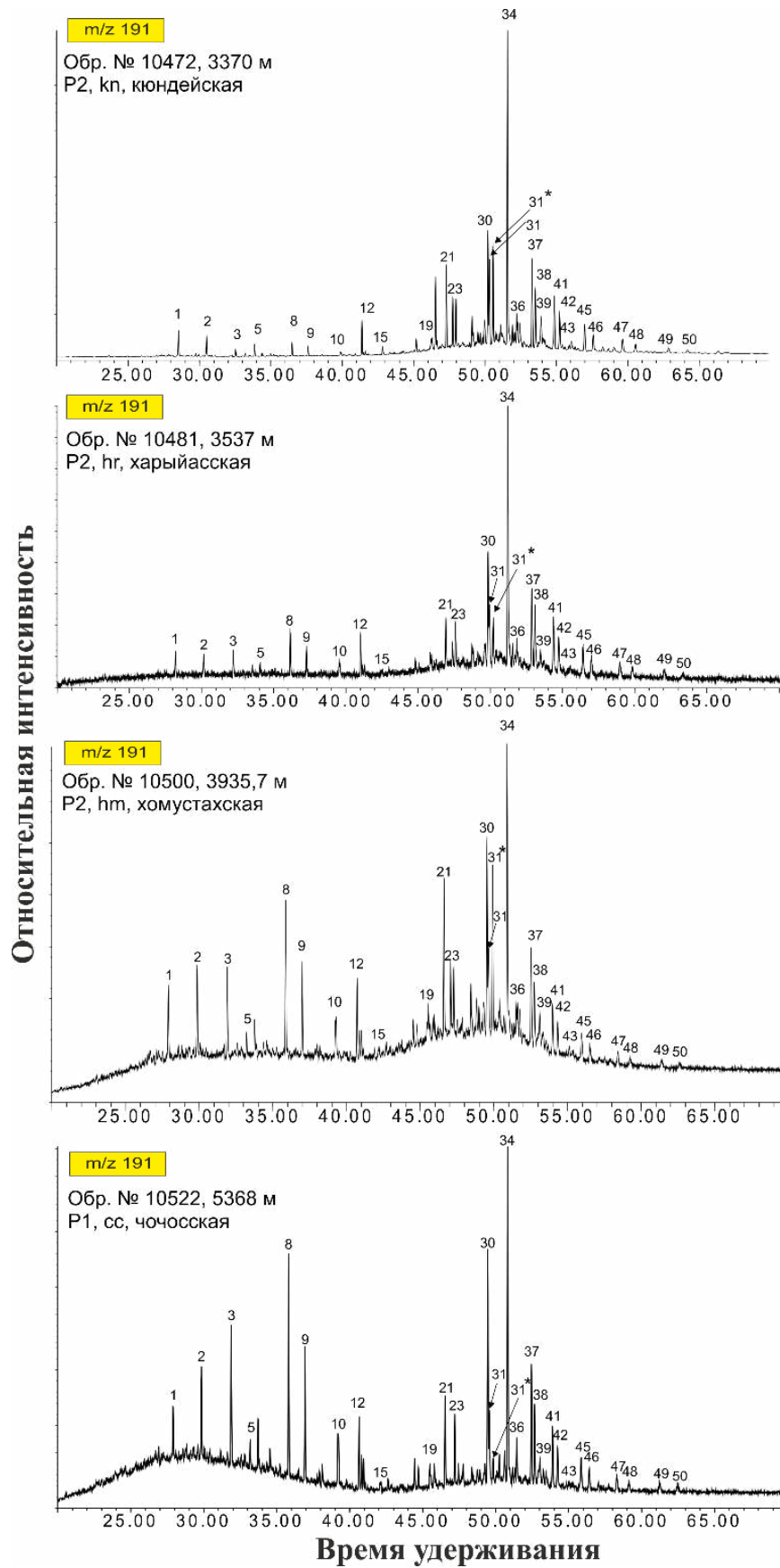


Рисунок 34 – Распределение терпановых УВ на масс-фрагментограмме по характерному фрагменту m/z 191 (расшифровка пиков см. Приложение 2)

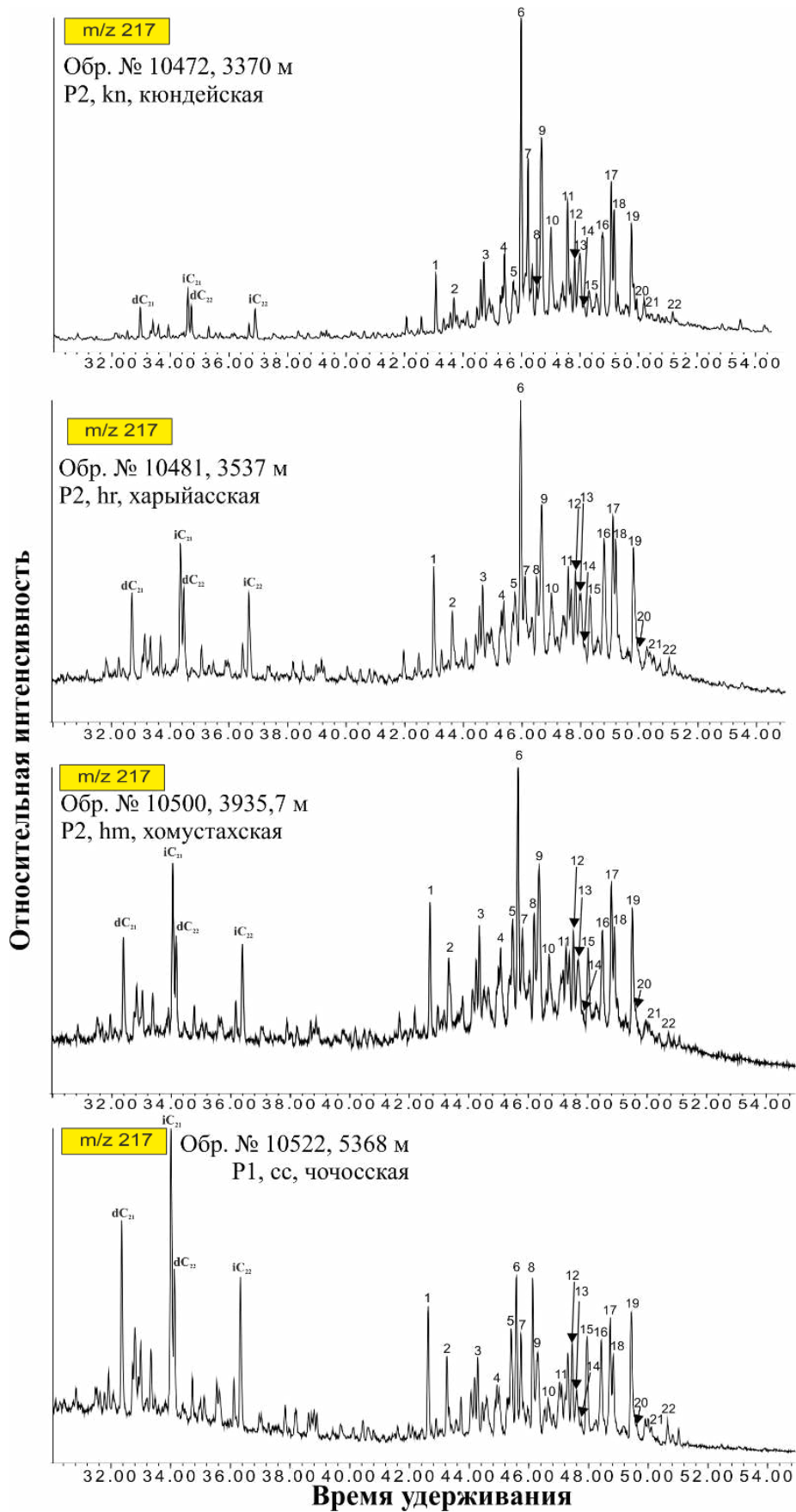


Рисунок 35 – Распределение стерановых UV на масс-фрагментограмме по характерному фрагменту m/z 217 (расшифровка пиков см. Приложение 2)

Таблица 19 – Биомаркерные показатели в толщах верхнепалеозойского комплекса

Толща/свита	Значения показателя на толщу [(мин-макс)/ср.знач.]										
	Алканы и изопрены			Стераны				Терпаны			R ^o _{vt}
	Pr / Ph	n-C ₂₇ / n-C ₁₇	CPI	Rearr/ Reg	K ₁	K ₂	C ₂₉ \ C ₂₇	Ts/Tm	Hh ₃₅ / Hh ₃₄	Itc	
P ₂ , кп, кюндейская	(1,7-4,73)/ 3,44	(0,41-0,96)/ 0,67	(1,07-1,32)/ 1,17	(0,44-0,9)/ 0,66	(0,41-0,53)/ 0,47	(2,84-4,49)/ 3,47	(1,73-4,6)/ 3,09	(0,43-1,61)/ 0,67	(0,41-0,74)/ 0,53	(0,8-3,61)/ 2,15	(1,01-1,09)/ 1,05
P ₂ , hr, харыйаская	(1,22-2,92)/ 1,95	(0,33-0,77)/ 0,51	(1,07-1,15)/ 1,09	(0,36-1,09)/ 0,63	(0,38-0,51)/ 0,44	(2,01-4,05)/ 2,9	(1,03-3,78)/ 2,02	(0,94-4,19)/ 1,98	(0,27-1,16)/ 0,55	(0,58-3,29)/ 2,11	(1,07-1,32)/ 1,18
P ₂ , hm, хомустахская	(0,87-1,25)/ 1,07	(0,29-0,68)/ 0,47	(1,05-1,11)/ 1,07	(0,42-0,63)/ 0,5	(0,37-0,43)/ 0,41	(1,78-2,51)/ 2,12	(1,1-1,52)/ 1,27	(1,35-2,39)/ 1,78	(0,62-0,75)/ 0,71	(0,9-1,37)/ 1,09	(1,37-1,42)/ 1,4
P ₁ , kb, кубалангдинская	(0,87-1,08)/ 0,97	(0,14-0,22)/ 0,18	(1,06-1,11)/ 1,09	(0,37-0,46)/ 0,41	(0,37-0,38)/ 0,37	(1,81-2,23)/ 1,99	(0,93-1,13)/ 1,05	(1,03-1,07)/ 1,05	(0,74-0,77)/ 0,76	(0,76-0,99)/ 0,85	(1,51-1,51)/ 1,51
P ₁ , hrb, харбалахская	(0,47-0,84)/ 0,68	(0,16-0,73)/ 0,29	(1,07-1,17)/ 1,11	(0,25-0,41)/ 0,51	(0,32-0,4)/ 0,36	(1,59-2,09)/ 1,79	(0,88-1,45)/ 1,1	(0,16-1,24)/ 1,0	(0,55-0,78)/ 0,67	(0,43-0,92)/ 0,68	(2,21-3,7)/ 3,15
P ₁ , cc, чочоская	(0,69-0,99)/ 0,83	(0,08-0,18)/ 0,11	(1,04-1,16)/ 1,09	(0,36-0,49)/ 0,42	(0,33-0,4)/ 0,36	(1,43-2,14)/ 1,86	(0,87-1,07)/ 0,96	(1,02-1,39)/ 1,25	(0,61-0,78)/ 0,68	(0,48-1,03)/ 0,72	(3,4-3,7)/ 3,58
P ₁ , jп, юнкюрская	(0,51-0,91)/ 0,64	(0,12-0,78)/ 0,33	(1,04-1,18)/ 1,08	(0,33-0,54)/ 0,43	(,35-0,42)/ 0,39	(1,69-2,35)/ 2,11	(0,85-1,32)/ 1,1	(0,96-1,36)/ 1,12	(0,67-0,77)/ 0,73	(0,25-0,75)/ 0,46	(3,85-4,43)/ 4,07
C ₃ -P ₁ , jг, юрэнская	(0,28-0,88)/ 0,63	(0,17-0,59)/ 0,37	(1,02-1,11)/ 1,05	(0,32-0,48)/ 0,38	(0,34-0,4)/ 0,38	(1,78-1,97)/ 1,89	(1,06-1,26)/ 1,15	(1,13-1,33)/ 1,2	(0,59-0,69)/ 0,64	(0,23-0,7)/ 0,51	(4,43-4,8)/ 4,59

Хомустахская толща. Среди нормальных алканов повышенные относительные содержания имеют C₁₉₋₂₀, значительно сокращается роль УВ выше C₂₃. Пристан и фитан достигают практически равновесных содержаний (от 0,87 до 1,25, среднее значение Pr/Ph – 1,07). Снижение показателя K₂=2,12 (1,78-2,51) завершается в этой толще, и на дальнейший рост зрелости практически не реагирует, за исключением областей локальных прогревов, о которых пойдет речь ниже. Среднее отношение стеранов C₂₉ и C₂₇ – 1,27 (варьирует от 1,1 до 1,52), приближается к единице и в нижележащих толщах сохраняется практически без изменений. Трициклановый индекс колеблется в пределах от 0,9 до 1,37, среднее значение – 1,09, продолжается снижение показателя, которое прослеживается и далее по разрезу.

Таким образом, вся совокупность данных по изучению углеводородов-биомаркеров в битумоидах глубин 3370-4300 (МК₂-МК₃¹, потенциально продуктивная

часть разреза) указывает на то, что их источником была высшая наземная растительность: преобладание стерана C_{29} в позднепалеозойских толщах, показания трицикланового индекса >1 , максимум распределения *n*-алканов (без хомустахской толщи) приходится на УВ с количеством атомов углерода >19 , область значений на диаграмме Коннона-Кассоу (Рисунок 36). В диагенезе преобладали, вероятно, слабовосстановительные условия: значения $Dia/Reg >0,5$, отношение гомогпанов $Нh_{35}/Нh_{34}$ варьирует в пределах 0,5-1, пристан преобладает над фитаном. О степени преобразованности битумоидов по углеводородам-биомаркерам судить сложно, но по совокупности $СPI$, K_1 , K_2 , Ts/Tm однозначно можно сказать, что ОВ находится в ГЗН. Единичные отскоки значений, вероятно, связаны с восходящей миграцией битумоидов из более погруженных (преобразованных) отложений. В этом интервале подтверждена работоспособность изученного набора УВ-БМ и соответствия данных молекулярных соотношений другим методам определения генезиса и уровня зрелости ОВ (углепетрография, пиролиз, определение стабильных изотопов).

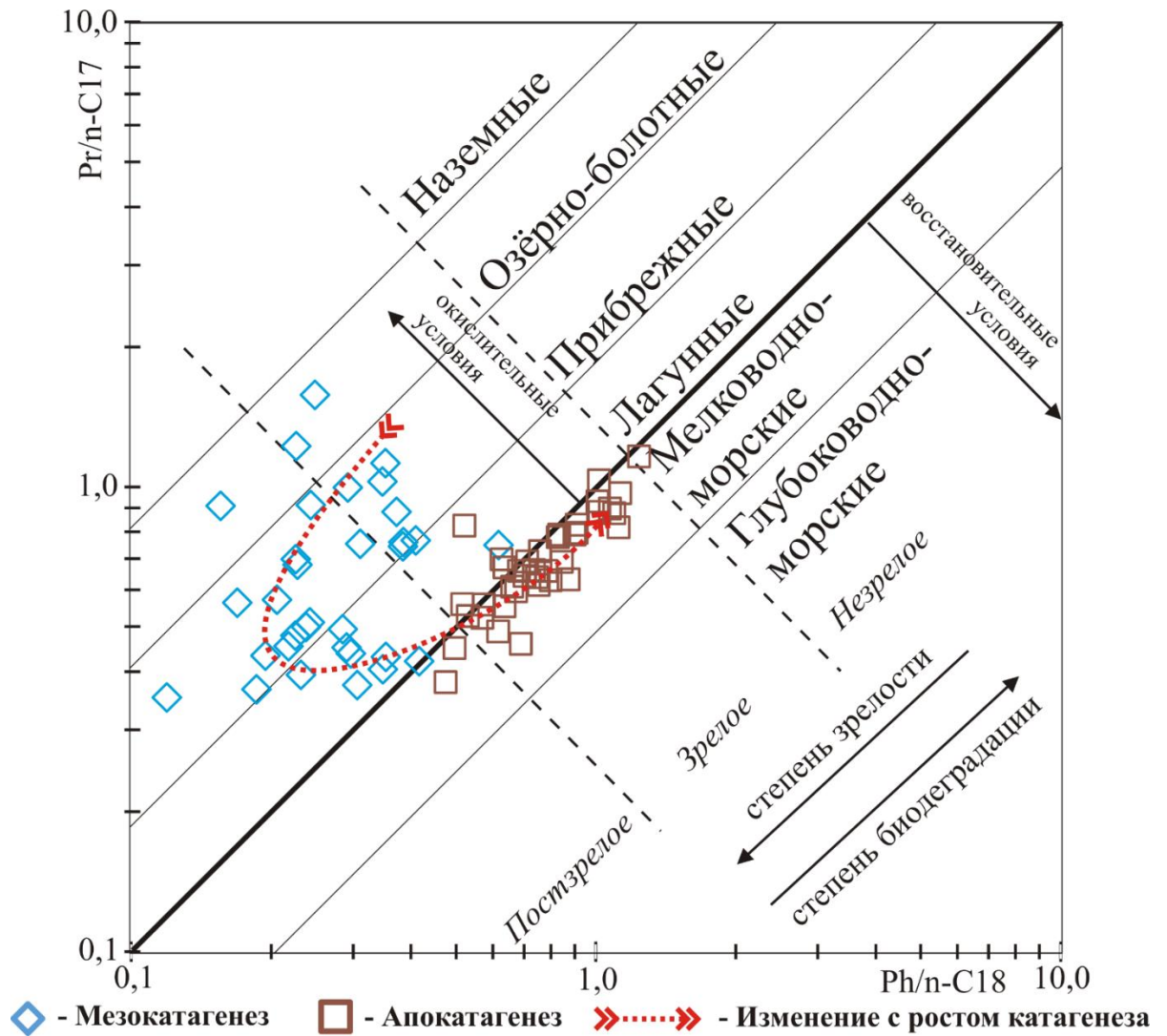


Рисунок 36 – Диаграмма Коннона-Кассоу для образцов мезо- и апокатагенеза верхнепалеозойских пород, вскрытых скв. Средневиллюйская-27

Толщи глубин 4300-6458 м. Для кубалангдинской, харбалахской, чочосской, юнкюрской и юрэнской толщ, находящихся в апокатагенезе биомаркерные показатели в большинстве своём теряют свои свойства индикаторов из-за высокой степени преобразованности. Так можно видеть, что показатели зрелости K_1 , K_2 достигают равновесных значений $\sim 0,4$ и ~ 2 , соответственно. Значение коэффициента CPI практически не изменяется. Показатели, характеризующие тип исходного органического вещества (C_{27}/C_{17} , C_{29}/C_{27} , I_{TC}) смещаются в сторону значений аквагенного ОВ. Отношение Pr/Ph указывает на восстановительные условия осадконакопления, как и отношение Reag/Reg, которое закономерно снижается до границы градаций $МК_3^1$ - $МК_3^2$ и не показывает значительных изменений в более погруженной части

разреза. Отношение гомогенов Hh_{34} и Hh_{35} также достигает равновесного значения без значительных изменений с ростом глубины.

На хроматограммах по толщам, обладающим наибольшим генетическим потенциалом: кюндейская, харыйасская и хомустахская, а также по образцу из чочосской (отражающей ОВ истощенных пород) установлена постепенная смена распределения индивидуальных соединений (Рисунки 33-35). По общему ионному току видно, что с увеличением глубины и, соответственно, градаций катагенеза в процессе деструкции распределение n-алканов смещается от преобладания тяжелых (C_{21-27}) к главенствующей роли легких (C_{17-20}). Причем максимальных значений достигает C_{19} (Рисунок 37). На диаграмме Коннона-Кассоу отражается постепенный переход значений из поля террагенного ОВ в поле аквагенного (Рисунок 36). Аналогичная картина получена на тригонограмме распределения стеранов $\text{C}_{27-28-29}$ (Рисунок 38). Отдельного упоминания заслуживает отношение высоко- и низкомолекулярных алифатических полициклических углеводородов. Значительное снижение отношения пентациклических терпанов к сумме три- и тетрациклических, а также стеранов к прегнанам отчетливо демонстрирует влияние деструкции под действием высоких температур на высокомолекулярные соединения. Так, например, в мезокатагенезе соотношение прегнанов и стеранов меняется в интервале 0,08-0,35, но уже в апокатагенезе в подавляющем большинстве образцов это соотношение меняется в интервале 0,3-0,9 (Рисунок 39). Значения биомаркерных показателей битумоидов из образцов, содержащих ЭПАКи, нанесены на Рисунках 31, 32 без обособления. Очевидно, что они имеют тот же состав, что и регулярные битумоиды. Причиной этому может быть, как единство УВ-состава продуктов генерации исходных и эпиасфальтеновых керогенов, так и недостаточные объемы формирования новых углеводородных соединений ЭПАКаами, чтобы повлиять на состав мигрировавшего битумоида.

$$C_{19}/\Sigma(C_{20}-C_{31})$$

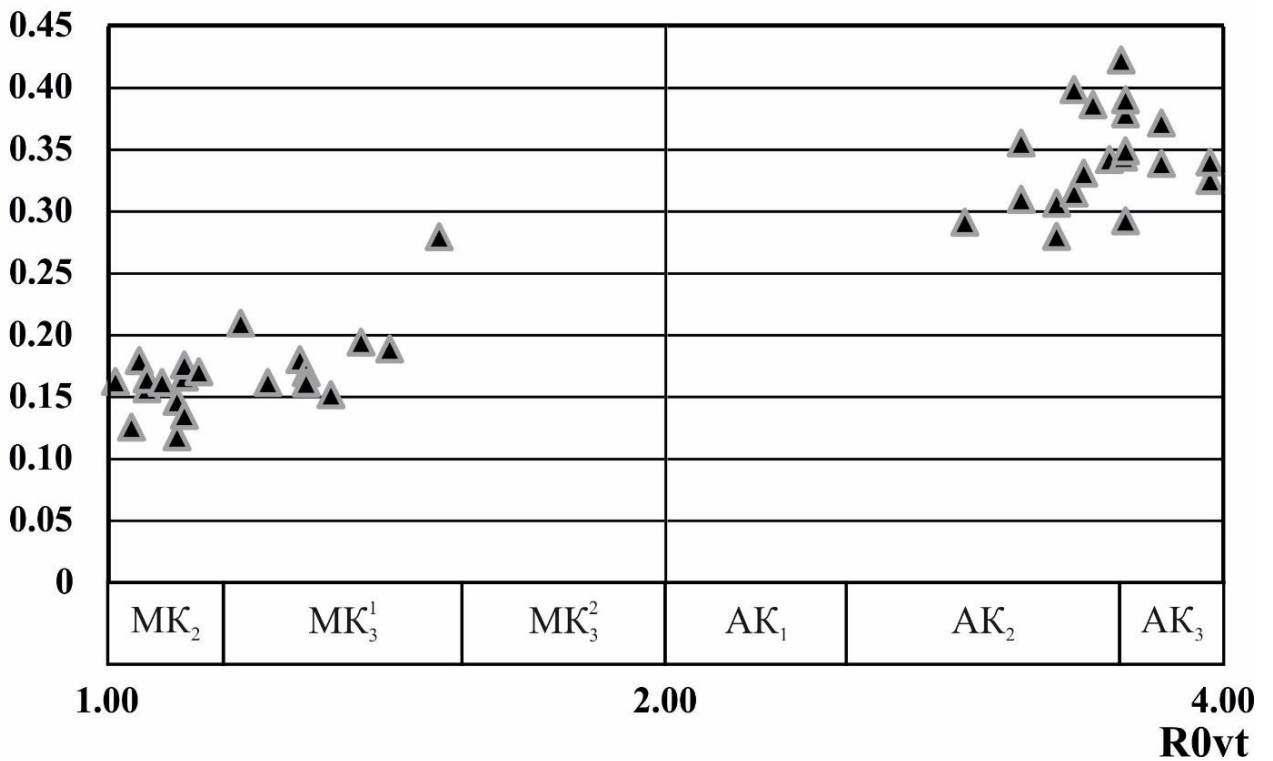


Рисунок 37 – Изменение соотношения относительных содержаний н-алкана C_{19} к сумме н-алканов C_{20-31} с ростом катагенеза

Молекулярные особенности битумоидов на больших глубинах обусловлены процессами деструкции и конденсации, рассмотренными ранее. Вследствие указанных процессов показатели, характеризующие тип исходного органического вещества, теряют свои свойства индикаторов с увеличением степени его преобразования до градации MK_3^1 , а катагенетические биомаркеры выше градации MK_2 .

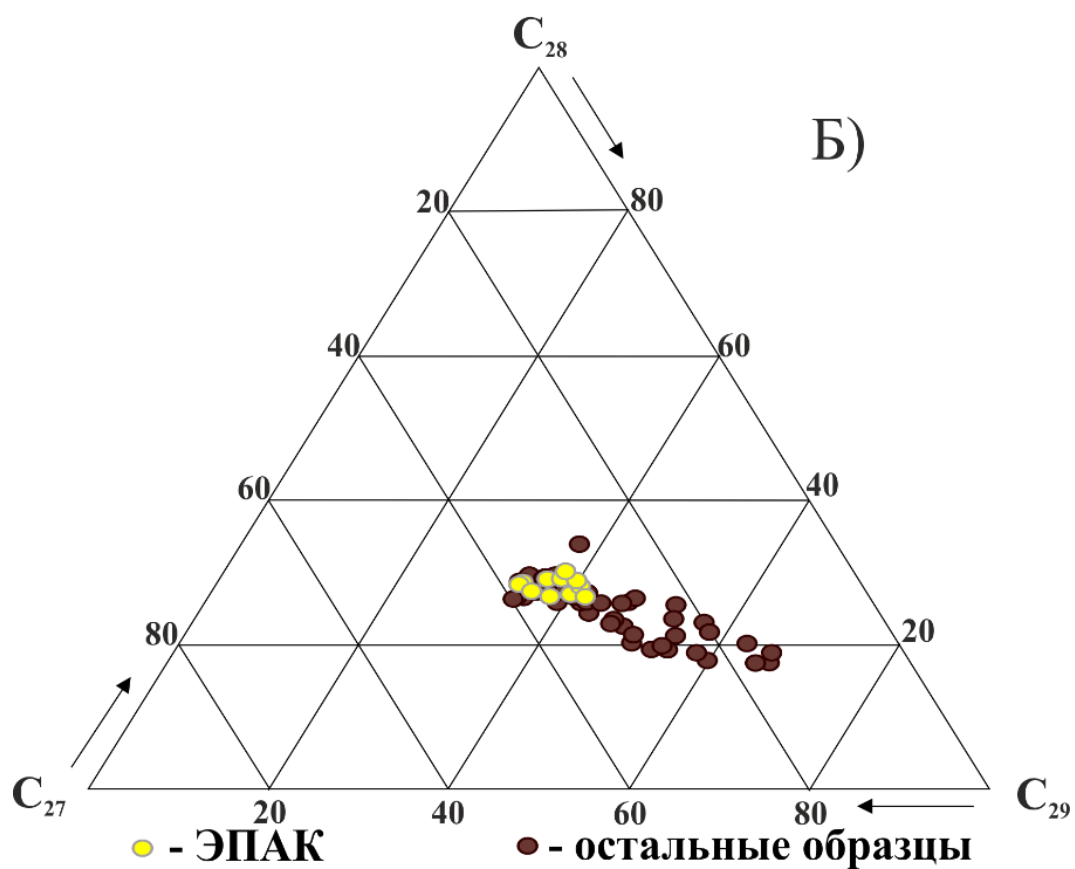
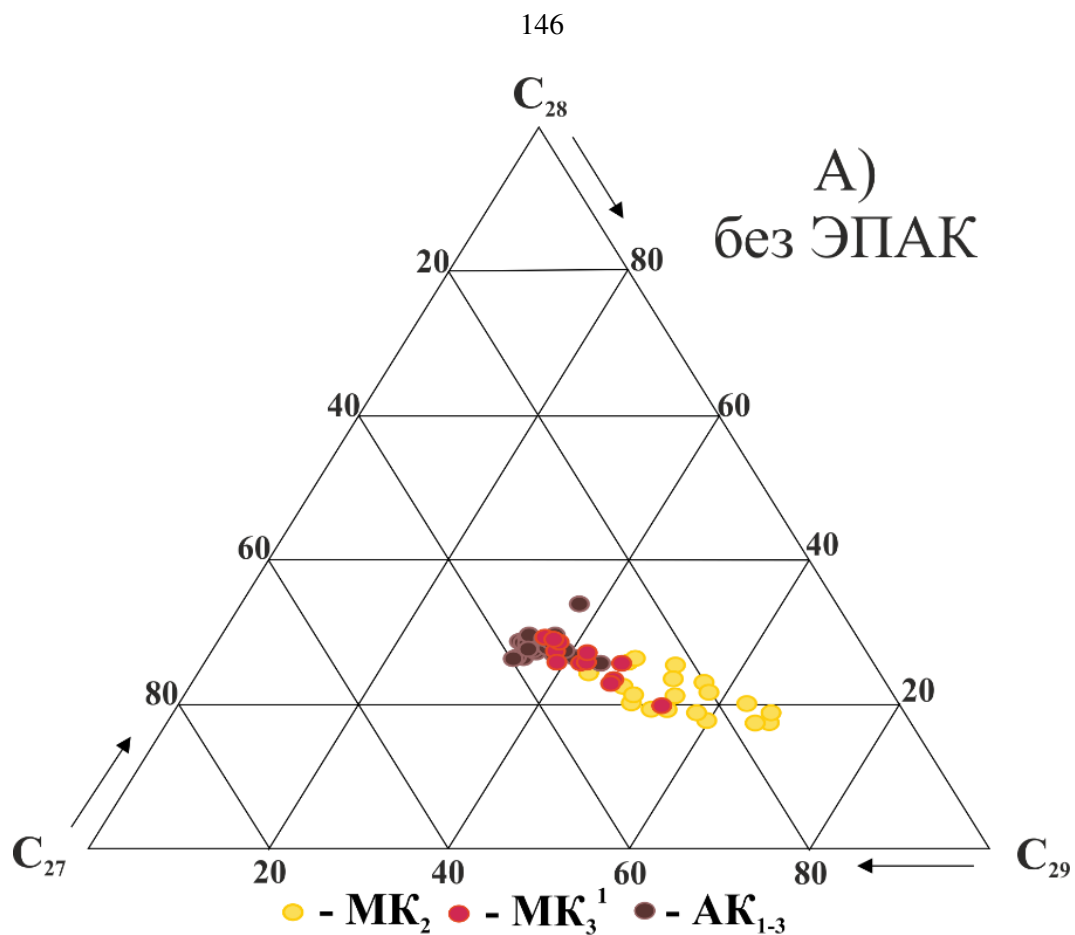


Рисунок 38 – Распределение стерановых углеводородов C_{27} - C_{28} - C_{29} в мезо- и апокатагенезе на тригонограммах в скв. Средневилюйская-27

(Прегнаны/Стераны)- R_{vt}^0

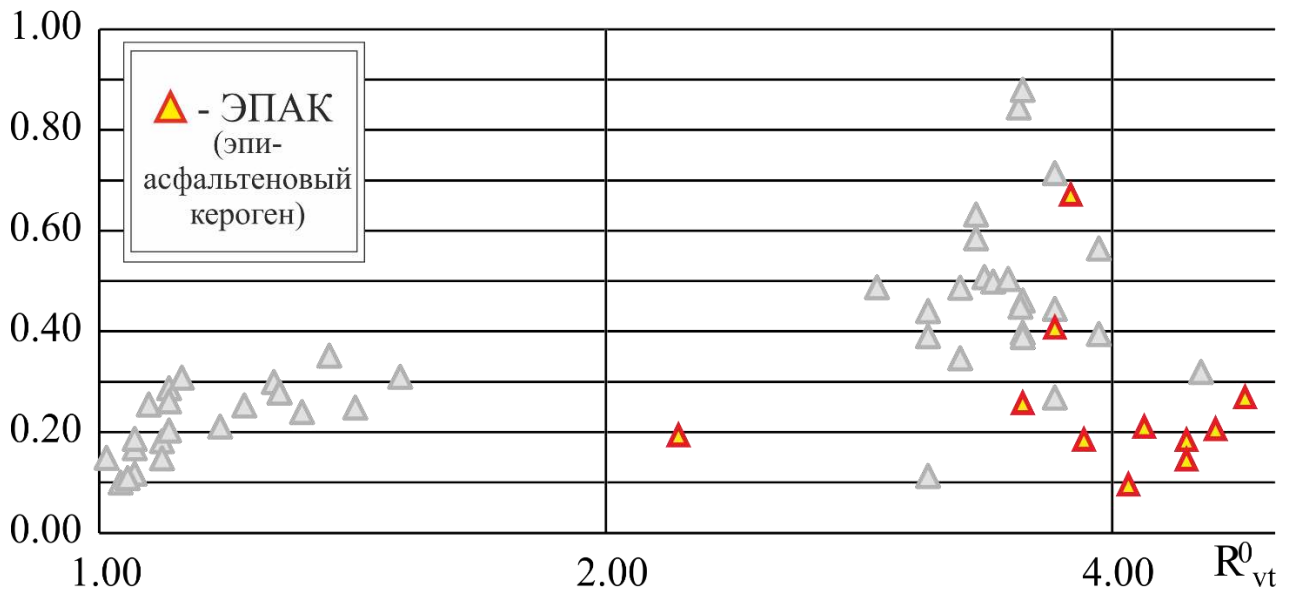


Рисунок 39 – Изменение отношения прегнанов к стеранам с ростом катагенеза в скв. Средневилюйская-27

2.4 Индивидуальный состав ароматических углеводородов

В большинстве своем ароматические соединения в нефтях и битумоидах являются продуктами диагенетических превращений, процессов циклизации и дегидрирования. Одними из наиболее важных для геохимии характеристик этих соединений являются большая термодинамическая устойчивость, энергетически выгодная структура сопряженных двойных связей (ароматическое кольцо) и склонность к реакциям замещения. Это позволяет оценить степень преобразованности органического вещества и вмещающих пород в области действия высоких температур, где насыщенные УВ-биомаркеры подвергаются сильной деструкции и перестают быть информативными.

Были рассмотрены *n*-алкилбензолы (NAB), фенантрены (P+MP), моноароматические (MAS) и триароматические (TAS) стероиды, дибензтиофены (DBT; 1-4MDBT). Были рассчитаны их процентные количества на сумму указанных классов соединений (Рисунки 40, 41). Поведение *n*-алкилбензолов описано в разделе 2.2 этой главы. Было установлено, что относительные содержания фенантронов резко снижаются, приблизительно на половину от исходного (на сумму ароматических:

P+MP+NAB+MAS+TAS+DBT+1-4MDBT), при достижении позднего апокатагенеза. Для моно- и триароматических стероидов они напротив увеличиваются от первых процентов до 6-8 и 10-15, соответственно, и здесь можно предположить влияние процессов ароматизации циклоалканов на основании уменьшения содержаний стеранов на аналогичных глубинах. Интерес вызывает значительный рост в составе ароматической фракции *n*-алкилбензолов в зоне апокатагенеза: достигает почти половины суммы анализируемых соединений (P+MP+NAB+MAS+TAS+DBT+1-4MDBT). Между снижением содержаний фенантронов и ростом относительных количеств *n*-алкилбензолов установлена линейная зависимость (Рисунок 41).

Установлено, что соотношение триароматических стероидов (TA(I)/TA(I+II), варианта $C_{20-21}\text{-TAS}/(C_{26-28}(\text{S+R})\text{-TAS} + C_{20-21}\text{-TAS})$ [Peters et al., 2005]) и моно- и триароматических стероидов (TA/(MA+TA), варианта $C_{28}\text{-TAS} / (C_{29}\text{-MAS} + C_{28}\text{-TAS})$ [Peters et al., 2005]) на градациях апокатагенеза, показывает общий «коридор» с ростом отражательной способности витринита, но большой разброс значений сильно ухудшает его информативность (Рисунок 42).

Среди рассмотренных соединений наибольшее внимание было уделено фенантеновым показателям зрелости, так как они демонстрируют высокую степень корреляции с отражательной способностью витринита даже в условиях позднего апокатагенеза (будет показано далее) и имеют выраженные и легко интерпретируемые пики на протяжении всего исследуемого интервала (Рисунок 43). Фенантенонам в качестве индикаторов уровня зрелости ОВ уделяется внимание как в зарубежной, так и в отечественной литературе [Radke et al., 1982a,b; Alexander et al., 1986; Cassani et al., 1988; Peters et al., 2005; Szczerba, Rospondek, 2010; Петров, 1984; Конторович и др., 2004; Каширцев и др., 2018].

В литературе предлагаются различные схемы образования фенантронов из биологических предшественников. В работе [Петров, 1984] в качестве источников рассмотрены стероиды. Авторы публикации [Конторович и др., 2004] рассматривают пути образования фенантронов через алкилирование низших ароматических УВ и дегидрирование стероидов и терпеноидов. В статье [Каширцев и др., 2018]

проведено обобщение механизмов, где в качестве прекурсоров предполагаются трициклические терпеноиды с изопреноидной цепью, тетрахиманол, изоарборинол и абиетиновая кислота.

В ходе настоящей работы в образцах битумоидов были рассмотрены относительные содержания фенантрена и его метилзамещенных производных (P – фенантрен, MP – метилфенантрены: 1-MP, 2-MP, 3-MP, 9-MP) [Долженко, Фомин, 2022]. В литературных источниках, а также в сборнике Biomarker Guide vol.2 [Peters et al., 2005], предлагается ряд коэффициентов, рассчитываемых по содержаниям указанных соединений:

1. МФИ = $(2\text{-MP} + 3\text{-MP}) / (1\text{-MP} + 9\text{-MP})$ [Петров, 1984];
2. MPI-1 = $1,5(2\text{-MP} + 3\text{-MP}) / (P + 1\text{-MP} + 9\text{-MP})$ [Radke et al., 1982a,b];
3. MPI-1mod. = $1,89(2\text{-MP} + 3\text{-MP}) / (P + 1,26(1\text{-MP} + 9\text{-MP}))$ [Cassani et al., 1988];
4. PP-1 = $1\text{-MP} / (2\text{-MP} + 3\text{-MP})$ [Alexander et al., 1986];
5. ФИ = $2\text{-MP} / P$ [Конторович и др., 2004].

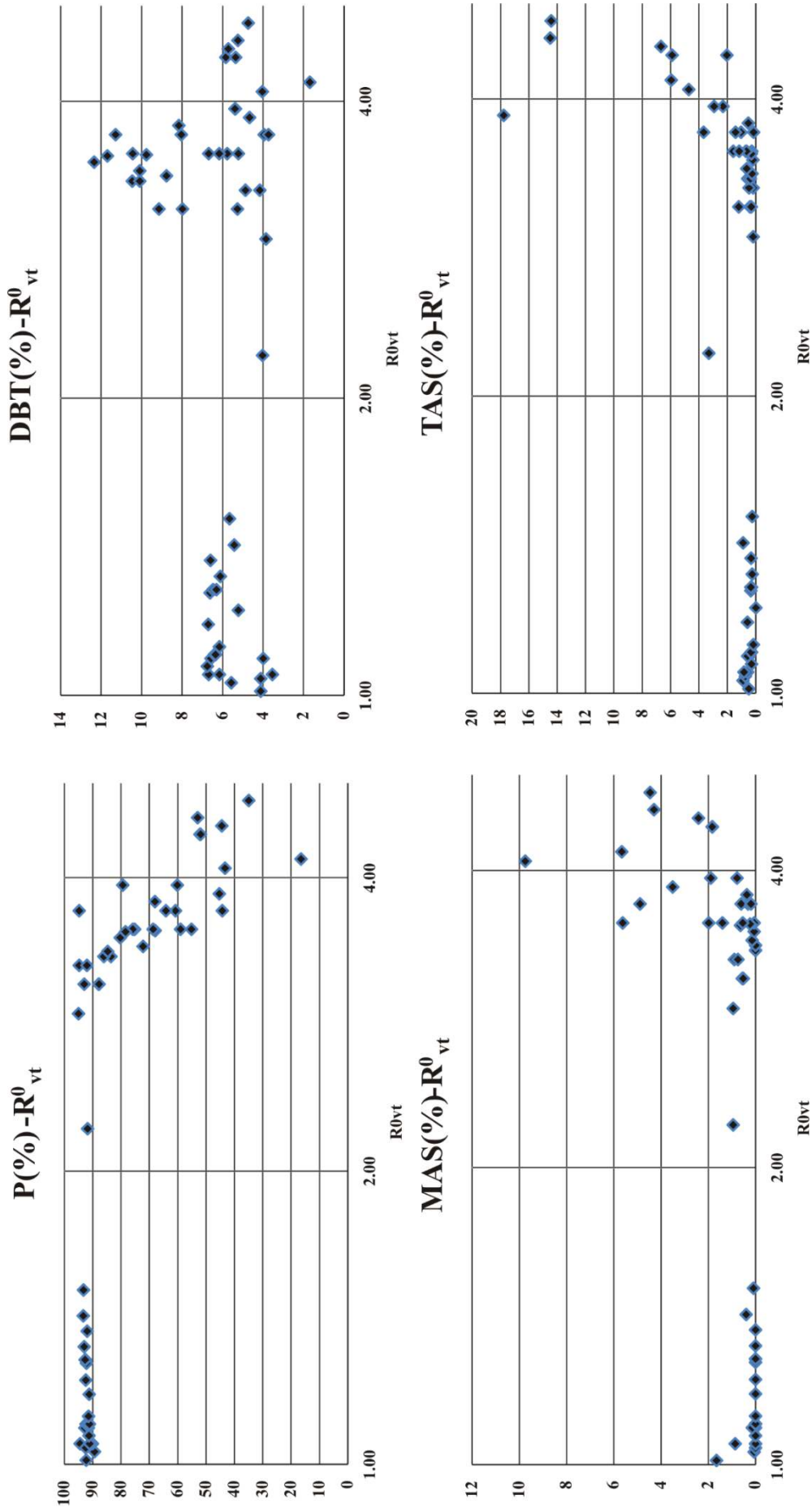


Рисунок 40 – Зависимость относительных содержаний феноантронов (P), моноароматических (MAS) и триароматических (TAS) стероидов и дибензтиофенов (DBT) на сумму рассматриваемых ароматических соединений от отражательной способности витринита (R_{vt}^0 , %)

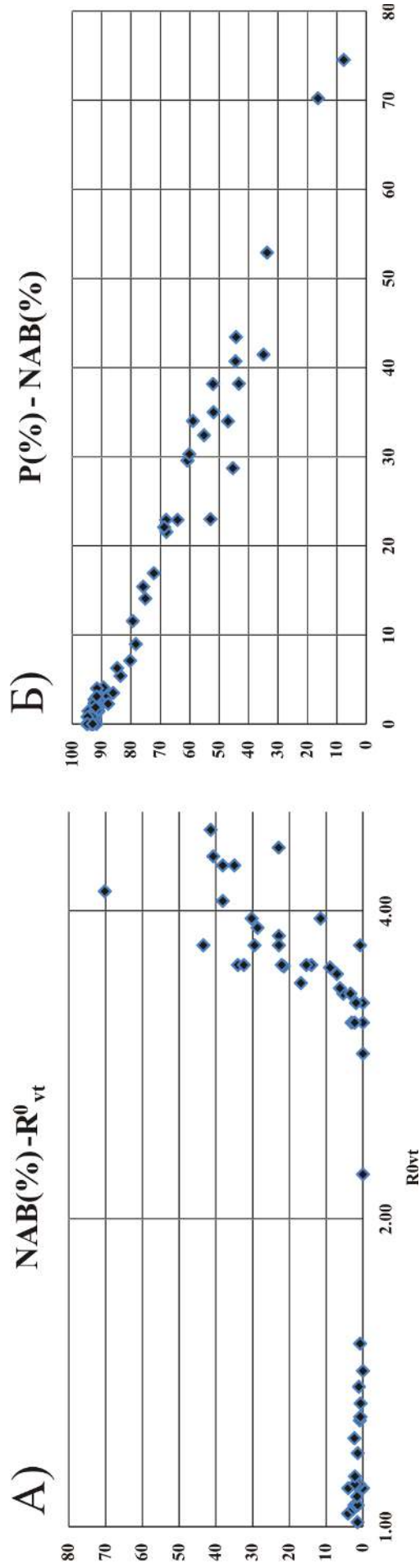


Рисунок 41 – Зависимости (А) относительных содержаний н-алкилбензолов (NAB) на сумму рассматриваемых ароматических соединений от отражательной способности витринита (R_{0vt} , %) и (Б) изменения содержания витринитов (P) от н-алкилбензолов (NAB)

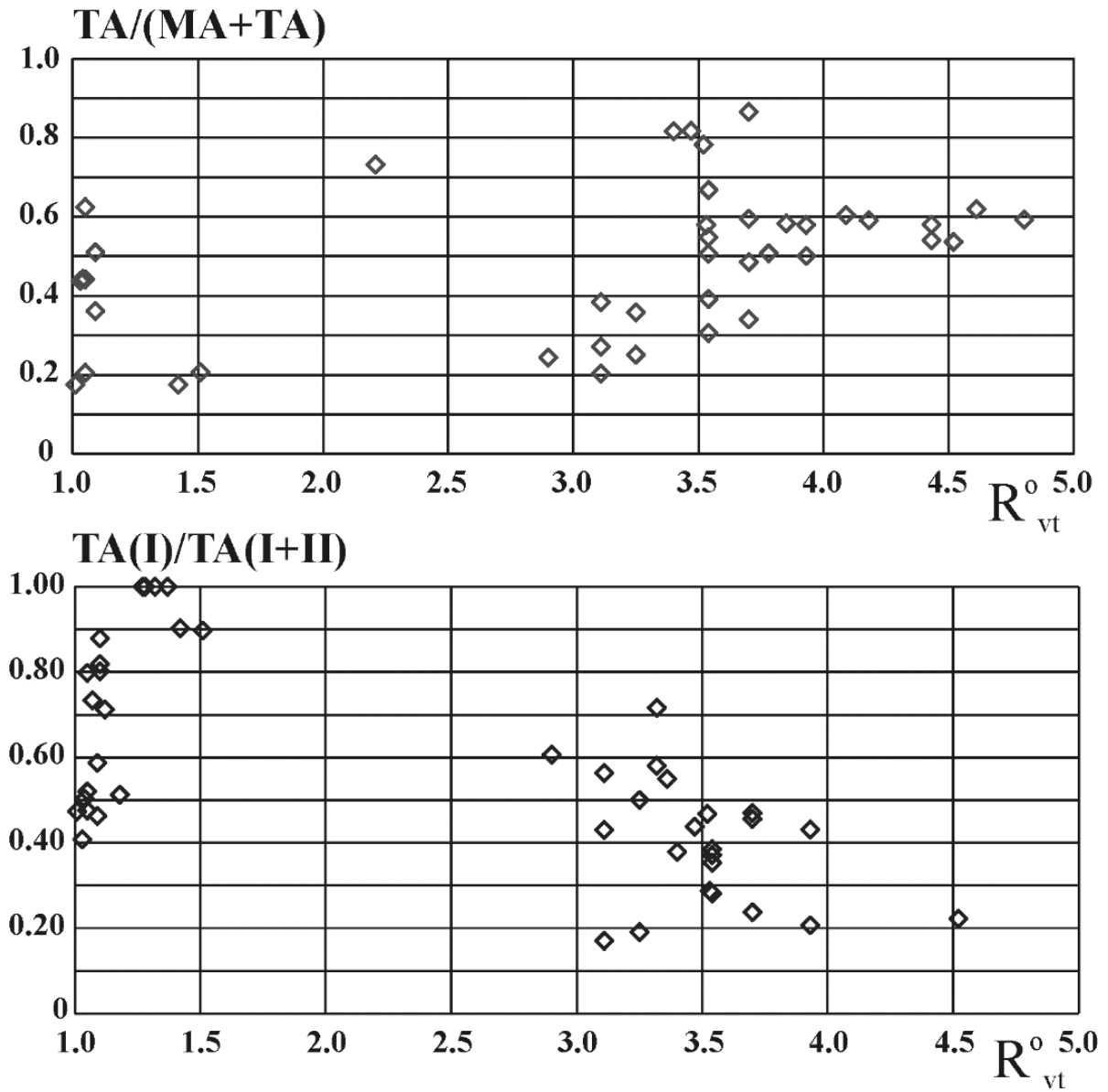


Рисунок 42 – Зависимости соотношений триароматических стероидов ($TA(I)/TA(I+II)$) и моно- и триароматических стероидов ($TA/(MA+TA)$) от отражательной способности витринита (R_{vt}^o , %)

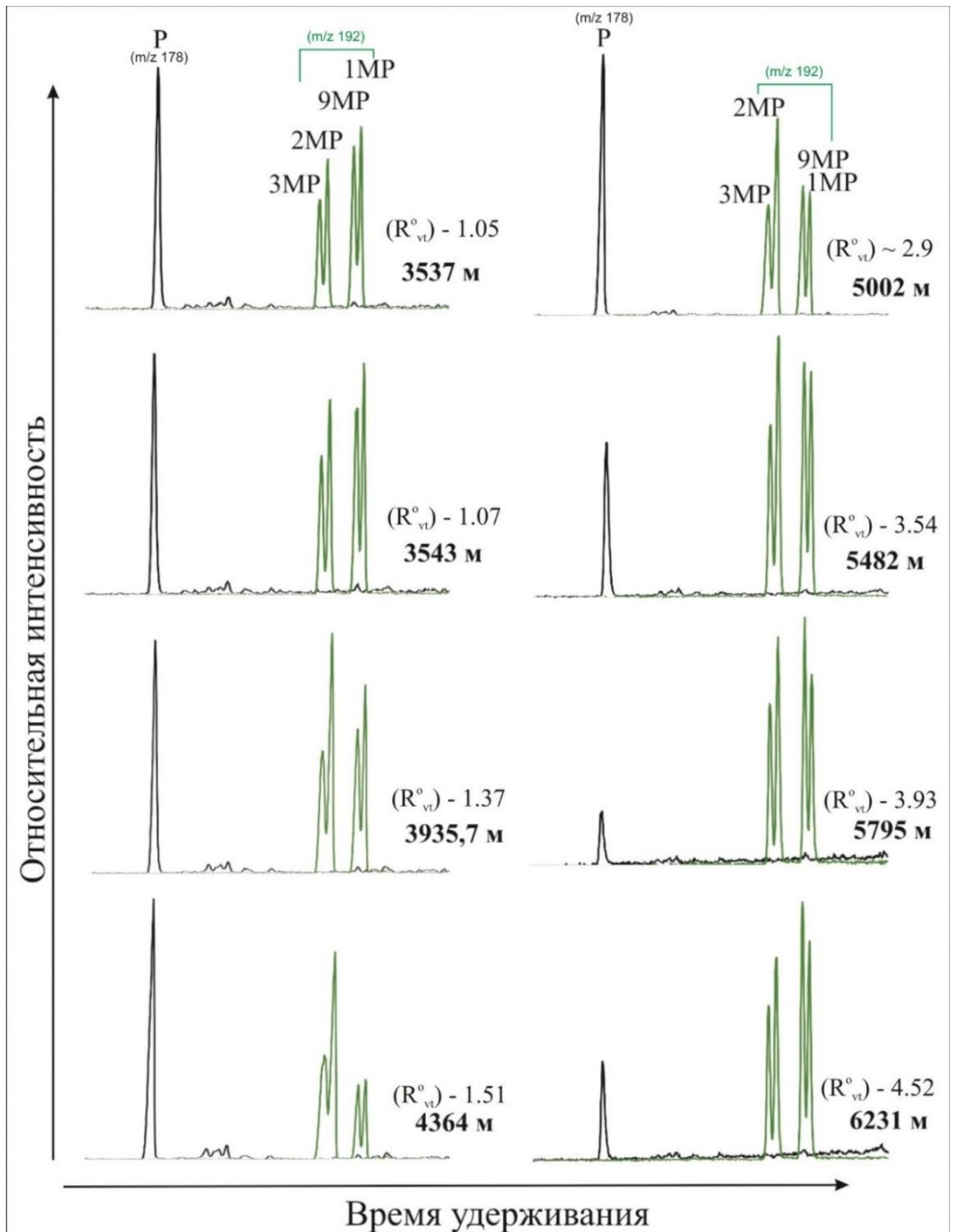


Рисунок 43 – Масс-фрагментограммы фенантрена (m/z 178) и его метил-замещенных гомологов (m/z 192) в мезо- (слева) и апокатагенезе (справа)

Среди ограничений при использовании показателей 1–4, авторы монографии «The Biomarker Guide» указывают следующее: коэффициент необходимо калибровать для каждой УВ системы; образцы разного уровня зрелости могут показывать одно и то же значение, так как по наблюдениям авторов имеют место положительная корреляция от показателя R°_{vt} в зоне активной генерации УВ (альфа- структуры (положения 1- и 9-) с ростом температуры переходят в бета (2- и 3-)) и отрицательная при спаде интенсивности процессов новообразования (обусловлена деструкцией) (также отмечено в работе [Петров, 1984]); наличие карбонатных пород и влияние процессов миграции.

Показатель 5 был получен на основании изучения образцов битумоидов разнофациальных юрских пород Западной Сибири и показал линейную зависимость от отражательной способности витринита R°_{vt} в диапазоне от 0,55 до 0,85 %. На Рисунке 43 показано соблюдение описанных выше прямой и обратной зависимостей изменения содержания метилзамещенных гомологов фенантрена от отражательной способности витринита в мезо- и апокатагенезе. Построенные графики зависимости изменения фенантреновых отношений от уровня зрелости почти во всех случаях показали большое сходство с литературными источниками в области мезокатагенеза (Рисунок 44). Исключением стал MPI-1mod., для которого не было установлено зависимости во всем изученном интервале. Помимо этого, для трёх показателей (МФИ, РР-1, MPI-1) наблюдается смена корреляции при одной и той же степени преобразованности.

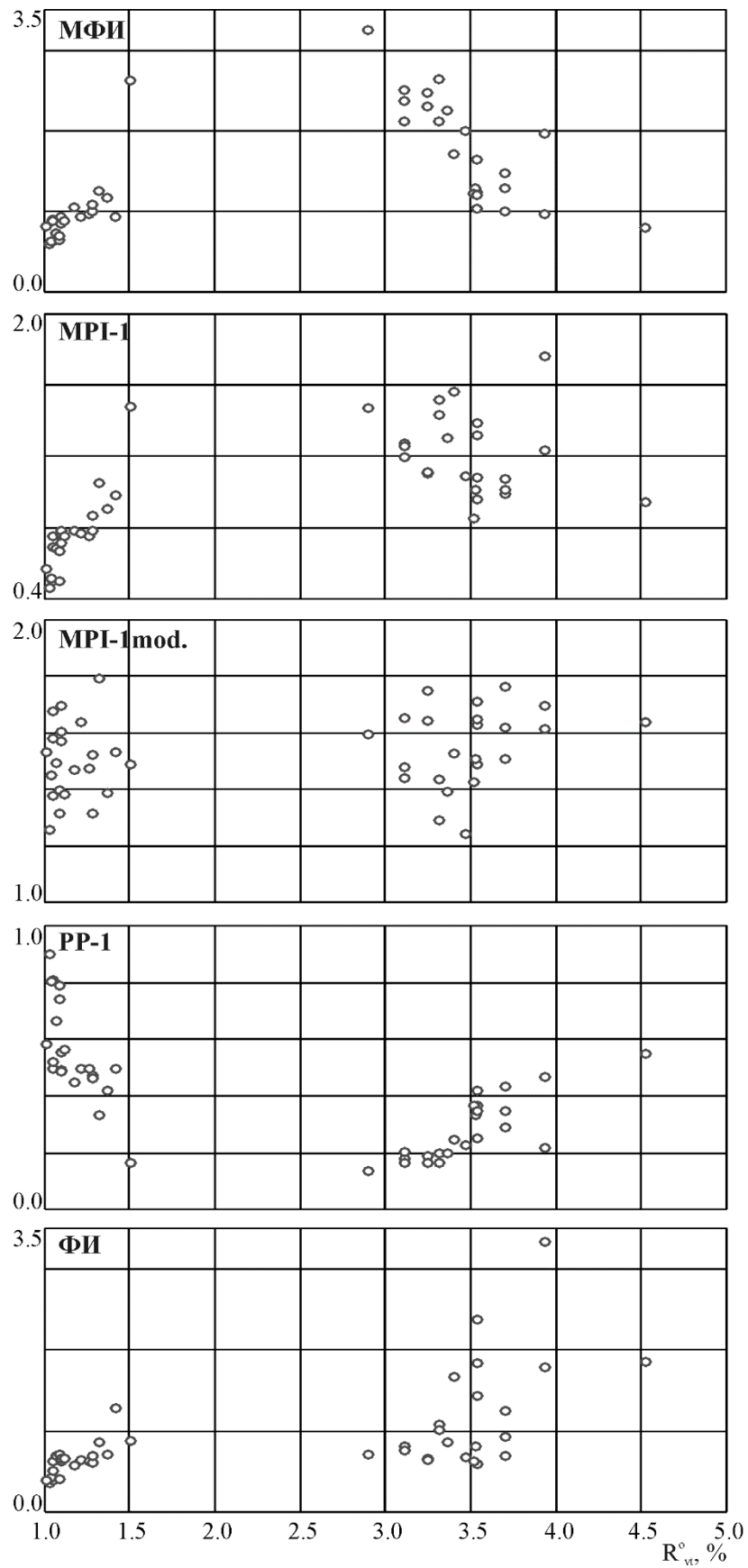


Рисунок 44 – Зависимости изменения фенантроновых показателей зрелости от отражательной способности витринита (R_{vt}^0)

Очевидно, что соотношения, в которых при расчетах не используется собственно фенантрен имеют более высокую степень корреляции с отражательной способностью витринита в области апокатагенеза. Помимо этого, индексы, основанные на разных комбинациях описываемых соединений, показывают различную дисперсию от общего тренда. Высокий разброс относительных содержаний фенантрена с началом апокатагенеза можно заметить и на масс-фрагментограммах (Рисунок 43). Отсюда вытекает, что в зависимости от положения метильной группы производные метилфенантрена имеют различную стабильность с нарастанием температуры и давления. В свою очередь, относительные содержания фенантрена в образцах битумоидов с большой вероятностью контролируются не столько уровнем зрелости, сколько комбинацией других факторов. Объяснение такому явлению представлено в работе [Szczerba, Rospondek, 2010], в которой проводилось сравнение модельных данных по термодинамической стабильности и кинетике реакций деструкции и новообразования метилфенантронов как с собственными фактическими материалами, так и с опубликованными данными соотношения этих соединений в органическом веществе III-го типа (террагенного). Как отмечалось выше, из работ [Radke и Welte 1983; Peters et al., 2005; Петров, 1984] известно, что имеют место положительная корреляция от показателя R°_{vt} в зоне активной генерации УВ и отрицательная при спаде интенсивности процессов новообразования (для отношений вида MPI-1 и МФИ). В связи с этим авторы предприняли попытку оценить термодинамическую устойчивость каждого соединения и сопоставить полученные результаты с известными индексами. Во-первых, им не удалось обнаружить саму смену направления корреляции в диапазоне R°_{vt} , от 0,6 до 2,0 (Рисунок 45; по [Peters et al., 2005] она приурочена к 1,35% R°_{vt}), и, по их мнению, существует вероятность того, что коллекция М. Radke являлась непредставительной. В качестве возможных причин такого смещения М. Szczerba и М. J. Rospondek выделяют: каталитическую способность матрицы вмещающих пород, особенно влияющую на показатель при низких значениях содержаний органического углерода в породе; последствия миграционных процессов; использование Р (в пределах мезокатагенеза авторы статьи получили коэффициент детерминации от $R^{\circ}_{vt} - R^2 = 0,2$) и 9-МР

при расчетах. На основании фактического материала из скв. Средневилуойская-27 также не удалось проследить смену корреляции в предложенном диапазоне, она установлена в области апокатагенеза при значениях R°_{vt} около 2,3 % (Рисунок 44) [Долженко, Фомин, 2022]. Во-вторых, на основании моделирования термодинамического равновесия метилзамещенных производных фенантрена отмечено, что нет единой реакции, определяющей превращения этих молекул, что также указывает на необходимость подбора правила пересчета для различных осадочных бассейнов. Поэтому обычно применяемый индекс зрелости MPI-1, составленный на основе пяти переменных, скорее отражает не столько термодинамический контроль зрелости, а является молекулярным выражением сложных процессов в природе. Оценка свободной энергии Гиббса изомеров метилфенантрена показала, что наиболее стабильными являются 2- и 3-МР, а затем 9- и 1-МР. Авторами статьи показано, что 9-метилфенантрен имеет тенденцию к деметилированию с гораздо более высокими скоростями, чем другие изомеры, но только при наличии подходящих акцепторов метила. На основании наблюдения поведения этих соединений в процессе постепенного катагенеза в пермско-карбонных породах Вилуойской гемисинеклизы установлено, что наиболее устойчиво себя ведут 2-, 3- и 1-МР, а изменение содержания 9-МР не так значительно, но отличается, что соответствует материалам, изложенным в статье. Отсюда совершенно логичен разброс степени корреляции для разных индексов (Рисунок 44). Стоит отметить, что для материалов, представленных в настоящей работе, предполагаемой точке перегиба соответствует граница мезо- и апокатагенеза, где, как было показано в других разделах этой главы, а также опубликовано в ряде работ [Каширцев и др., 2016, 2017; Долженко и др., 2019; Конторович и др., 2020], проявляется множество признаков в глубокой перестройке ОВ: высвобождение окклюдированных УВ; высаждение асфальтенов в нерастворимый остаток; глубокая деструкция высокомолекулярных насыщенных УВ и другие.

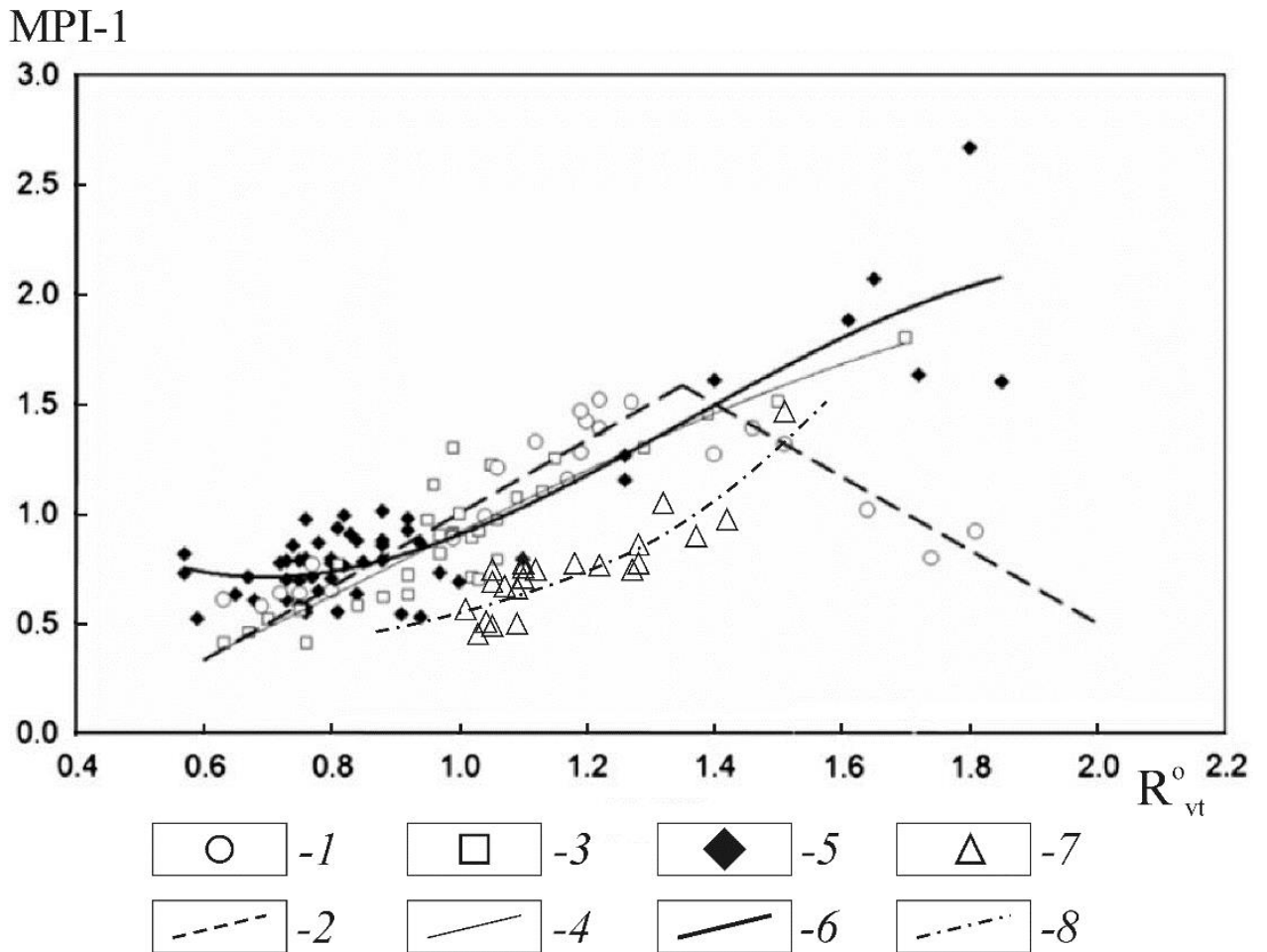


Рисунок 45 – Зависимость отношения фенантрена и его метилзамещенных производных MPI-1 от отражательной способности витринита (R_{vt}^o , %) в зоне мезокатагенеза по данным различных авторов (по [Szczerba, Rospondek, 2010]). Обозначения: 1 – Radke et al. (1982a); 2 – тренд изменения MPI-1 по Radke u Welte (1983); 3, 4 – Radke et al. (1982b) и линия тренда; 5, 6 – Szczerba, Rospondek, (2010) и линия тренда; 7, 8 – в скв. Средневилюйская-27 и линия тренда

Для зоны апокатагенеза наименьшая степень разброса у показателей МФИ и PP-1. В целом общий «коридор» показывают MPI-1 и ФИ, но имеют слишком большую дисперсию для достоверной интерпретации. Для показателей, предложенных А.А. Петровым (1) и R. Alexander (4) характерно отсутствие собственно фенантрена в формуле, для расчета используются только метилзамещенные производные. При этом в области апокатагенеза у PP-1 несколько меньший уровень отклонения от предполагаемого среднего, чем МФИ, а его отличие от МФИ заключается в отказе от использования 9-МР при расчете. Для следующего шага – получения

некоторой модели, с помощью которой можно было бы оценивать зрелость вмещающих пород в эквиваленте R°_{vt} на основании фенантреновых индексов, необходимо было задать граничные условия (Рисунок 46):

- заданный интервал ограничен в пределах 0,5–5,0 % R°_{vt} , т.е. мезо- и апокатагенез;

- в диапазоне значений R°_{vt} от 1,75 до 2,6 % построения имеют низкую степень достоверности, т.к. на неё приходится переходная зона между положительной и отрицательной корреляцией показателей и характер её распределения в отсутствии фактических замеров доподлинно неизвестен;

- в диапазоне значений R°_{vt} от 0,5 до 0,9 % построения имеют слабую степень достоверности ввиду отсутствия фактических замеров R°_{vt} ;

- в заданном интервале любая экстраполяция модели не должна иметь отрицательных значений;

- при подборе функции, описывающей изменения параметра, её экстраполяция не должна противоречить установленным геологическим фактам: закономерный рост или снижение отношений соответствующих производных метилфенантрена в зависимости от положения относительно точки перехода отрицательной корреляции в положительную ($R^{\circ}_{vt}=2,3$ %).

На основании описанных выше представлений об изменении фенантреновых соотношений с ростом катагенеза и заданных граничных условий были получены уравнения расчета отражательной способности витринита для мезо- и апокатагенеза (Таблица 20) [Долженко, Фомин, 2022].

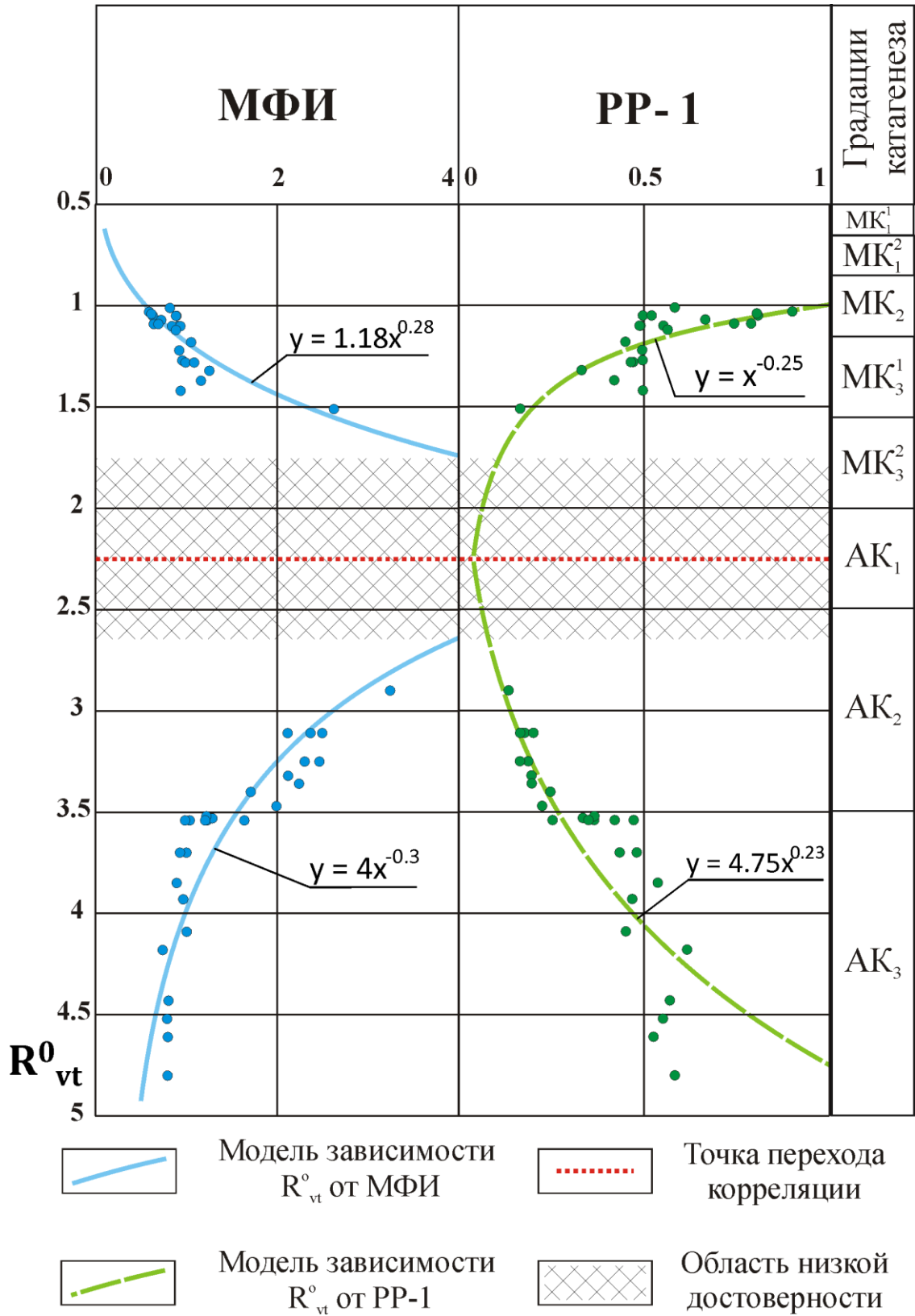


Рисунок 46 – Построение моделей зависимости отражательной способности витринита (R^0_{vt} , %) от фенантроновых индексов МФИ [Петров, 1984] и PP-1 [Alexander et al., 1986]

Таблица 20 – Уравнения расчета отражательной способности витринита (R°_{vt} , %) на основании изменении фенантроновых соотношений

Показатель	Интервал, R°_{vt} , %	
		0,5 – 1,75
МФИ	$R^{\circ}_{(МФИ)} = 1,18(МФИ)^{0,28}$	$R^{\circ}_{(МФИ)} = 4(МФИ)^{-0,3}$
PP-1	$R^{\circ}_{(PP-1)} = (PP-1)^{-0,25}$	$R^{\circ}_{(PP-1)} = 4,75(PP-1)^{0,23}$

Для проверки гипотезы расчетные показатели отражательной способности витринита были сопоставлены с фактическими замерами (Рисунок 47). Оценка соответствия полученных пар множеств (за вычетом образцов аллохтонных битумоидов и замеров R°_{vt} с подозрением на переотложенность или локальный прогрев в корреляции участвовало 49 пар точек) выполнялась при помощи регрессионного анализа. Так как очевидно, что между значениями имеет место нелинейная зависимость, применялось уравнение квадратичной регрессии. Между значениями R°_{vt} и $R^{\circ}_{(МФИ)}$ установлена следующая взаимосвязь: индекс нелинейной корреляции $r^{\circ}=0,989$, коэффициент детерминации $R^2=0,979$, среднее отклонение 5,33%. Для R°_{vt} и $R^{\circ}_{(PP-1)}$ показатели следующие: $r^{\circ}=0,993$, $R^2=0,985$, среднее отклонение равно 5,8%. Такие показатели указывают на высокую достоверность полученных моделей расчетных значений отражательной способности витринита. Помимо этого, можно сделать вывод, что отсутствие 9-MP в соотношении фенантронов несколько повышает связь между расчетными и фактическими значениями, возросшая же ошибка в свою очередь свидетельствует о более удачном подборе математического правила в случае МФИ.

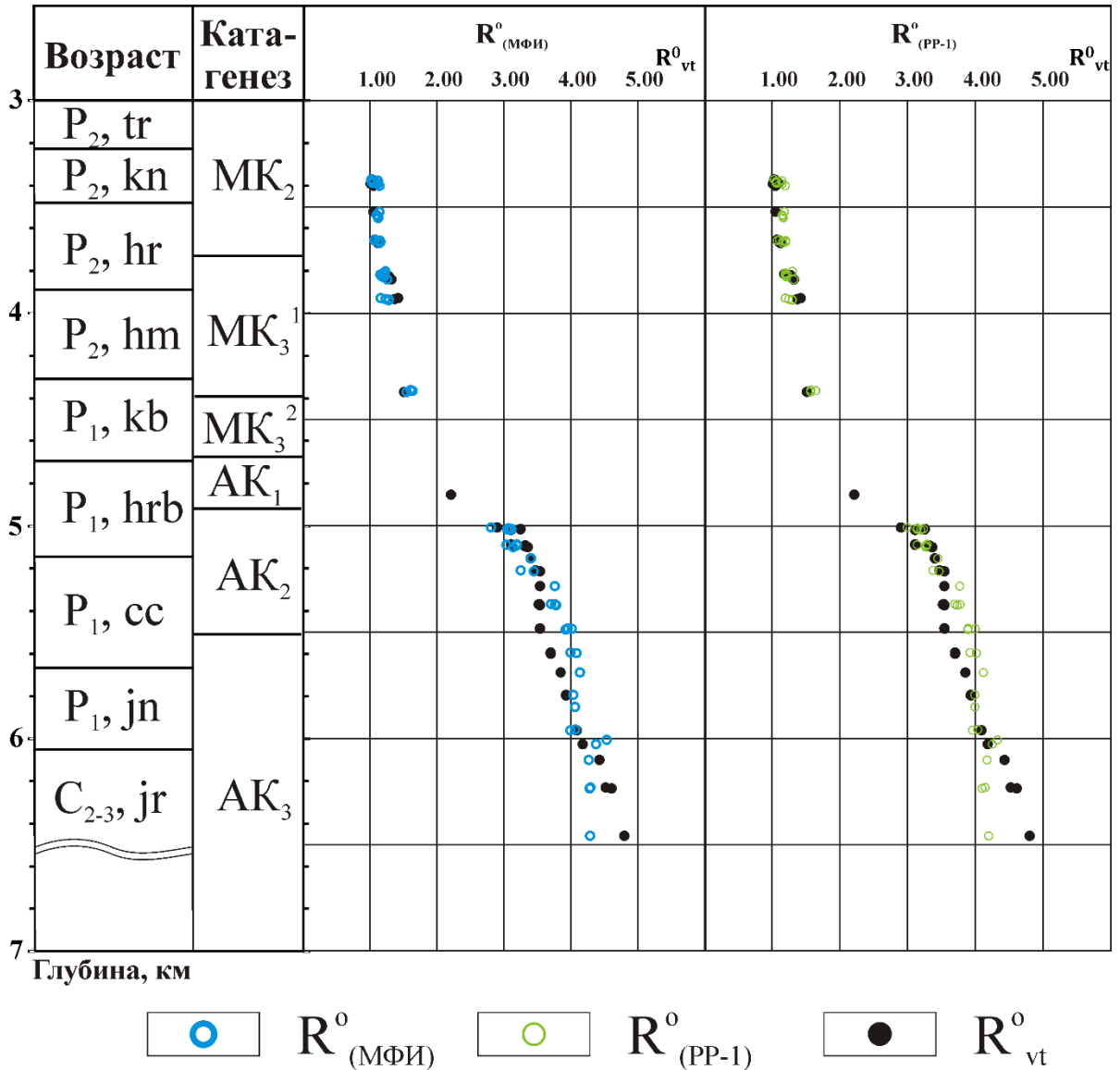


Рисунок 47 – Сравнение фактических замеров отражательной способности витринита (R^0_{vt} , %) с расчетными по фенантреновым индексам ($R^0_{(PP-1)}$ и $R^0_{(МФИ)}$)

Несмотря на то, что пока механизм поведения собственно фенантрена в жестких термобарических условиях апокатагенеза не очевиден (допустимо предположить такие возможные сценарии: метилирование, конденсация, деструкция), очевидно, что исключение его из соотношений значительно повышает степень корреляции с уровнем преобразованности. Важно понимать, что метилфенантреновые индексы не являются абсолютным палеотермометром как витринит и его аналоги, а отражают реакцию конкретного типа ОВ на рост температуры и давления, и, по всей вероятности, при каталитической роли минеральной матрицы. С другой сто-

роны, продемонстрированная сходимость расчетных и фактических замеров свидетельствует об их высокой чувствительности к этим процессам, а, следовательно, при необходимых расчетах и возможности калибровки с помощью других методов определения зрелости (пиролиз, углепетрография, УВ-биомаркеры), могут стать надежным инструментом оценки преобразованности ОВ и вмещающих его пород. Использование приведенных выше уравнений справедливо для террагенного органического вещества верхнепалеозойского комплекса Вилюйской гемисинеклизы при сохранении типа его по простиранию, например, в пределах Хапчагайского поднятия. При значительном удалении от скважины Средневилюйская-27 и смене фаций верхнепалеозойских пород достоверность предложенных способов расчета уровня зрелости может существенно снизиться. Также стоит учитывать диапазоны, указанные при составлении границ применимости модели. Полученные результаты могут быть использованы при восстановлении максимальных палеотемператур достигнутых органическим веществом и вмещающими его породами. Применимость этих результатов ко всему ОВ террагенного происхождения требует дополнительных исследований.

2.5 Углеводородные соединения из порового пространства асфальтенов

При изучении образцов скважины Средневилюйская-27 из зоны апокатаге-неза был установлен ряд не идентифицированных ранее на хроматограммах УВ [Каширцев и др., 2016; Каширцев и др. 2017]. Они проявляются при достижении глубин, соответствующих выходу из группового состава асфальтенов. Среди них идентифицированы: два гомологических ряда ненасыщенных углеводородов, один с исключительно нечетными, другой - с четными номерами атомов углерода; два гомологических ряда 3,4- и 3,7- диметилалканов, с исключительно четными номерами атомов углерода для первого, с нечетными - для второго (прим.: в работе [Каширцев и др., 2021] была значительно уточнена структура высокомолекулярных

диметилалканов); алкилциклогексаны с преобладанием нечетных атомов углерода; четыре новых диастереомера моноароматических стероидов C_{27} (Рисунок 48).

В последних опубликованных работах В.А. Каширцеву с соавторами удалось установить наличие этих же соединений в других объектах, но уже в слабо преобразованных толщах, едва достигающих градации MK_1^1 [Каширцев, 2018]. Предполагается, что до достижения ГФН происходит захват, с последующим высвобождением окклюдированных и адсорбированных компонентов, при деструкции асфальтенов и формировании ЭПАКов (раздел 2.2, настоящей главы).

Ранее при изучении структуры керогена и его созревания в катагенезе рядом исследователей уже было установлено наличие стадий разрыхления и переконденсации его структурного скелета [Успенский и др., 1958; Конторович и др., 1973; Рогозина и др., 1974; Зеличенко и др., 1978]. Это позволяет рассматривать керогены как клатратные структуры

В ходе анализа хроматограмм насыщенной и ароматической фракций установлены глубины существования этих соединений в скважине Средневилюйская-27 начиная с 5,0 км (начало градации AK_2) и до забоя (6519 м). Также при предварительном осмотре хроматограмм образцов наиболее погруженной части скважины Тюменская СГ-6 (Западная Сибирь) удалось идентифицировать четыре диастереомера моноароматических стероидов, упомянутых ранее, на глубинах свыше 4,8 км. Материалы по СГ-6 предоставлены А.Н. Фоминым (ИНГГ СО РАН).

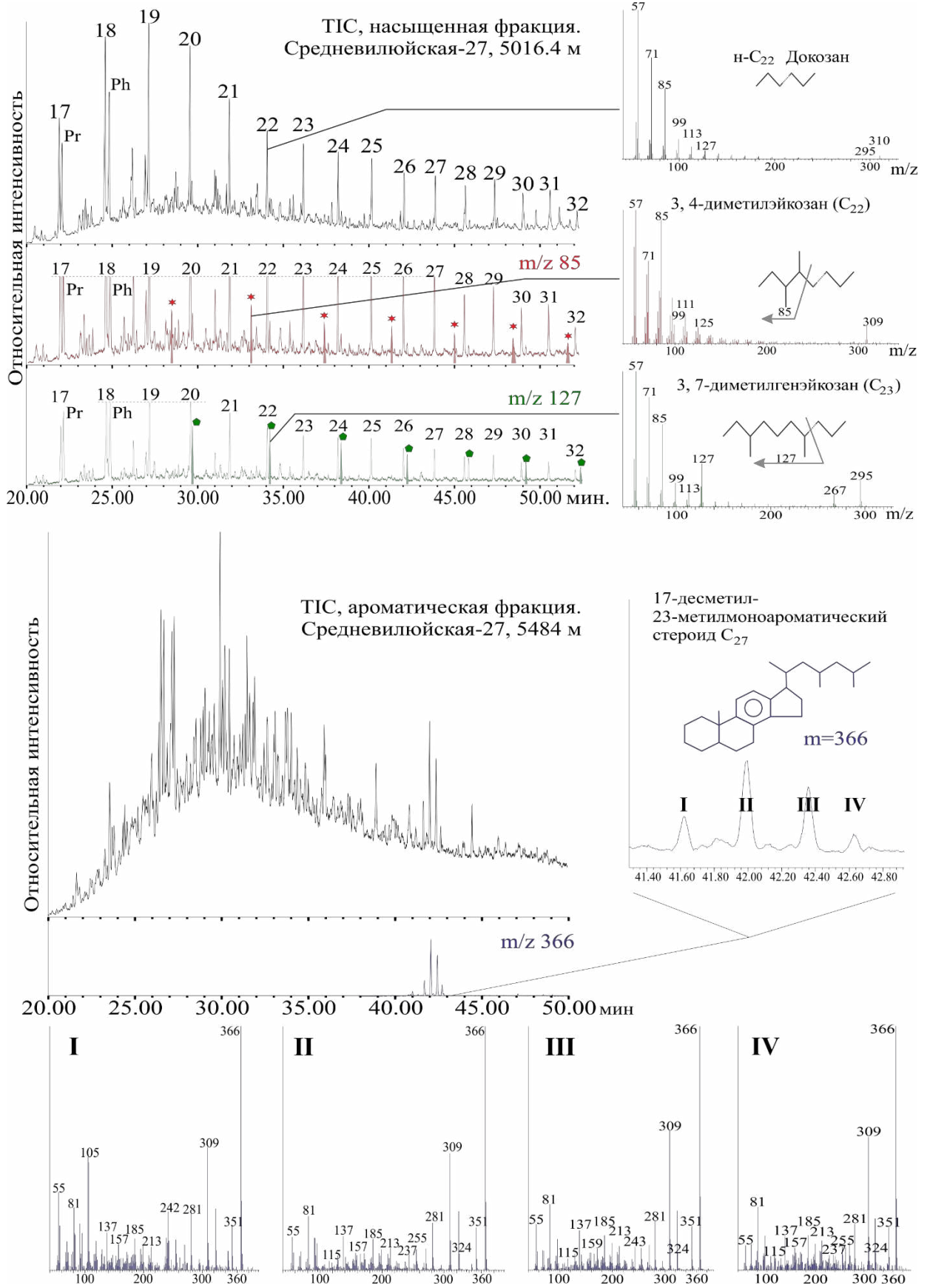


Рисунок 48 – Набор УВ из порового пространства асфальтенов в глубокопогруженных горизонтах верхнепалеозойского комплекса Вилюйской гемисинеклизы

Чтобы оценить термодинамические условия «захвата» и «высвобождения» клатратами описанных соединений был проведен анализ историй погружения осадочных комплексов и тепловых историй, полученных на основании одномерного математического моделирования в обеих скважинах (подробнее о построении модели в разделе 3 этой главы). На истории погружения были наложены изменения группового состава и наличия окклюдированных УВ в разрезе (Рисунки 49, 50). Несмотря на разную тепловую историю и современные температуры в скважинах установлено, что в обоих случаях отложения, где идентифицированы новые моноароматические стероиды, достигали температуры порядка 200°C, отсюда можно утверждать, что именно это значение является порогом открытия пор в клатратных структурах. На основании полученных данных и опубликованных работ установлены температурные зоны закрытия (~90°C), транзита и открытия (~200°C) (Рисунок 51).

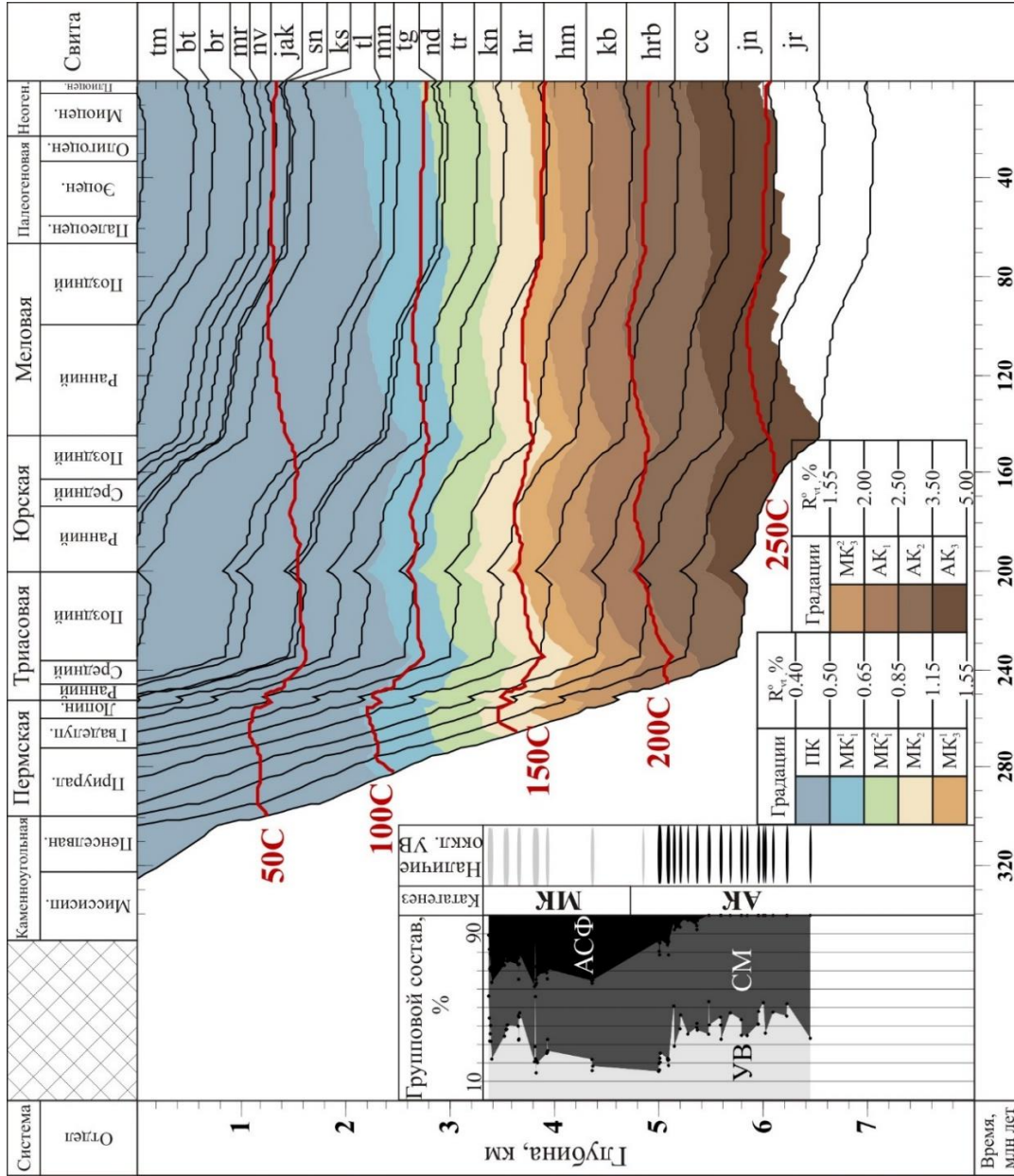


Рисунок 49 – История погружения осадочного комплекса в скважине Средневиллюйская-27 и зона существования окклюдиров. Индексы свит: jr - Юрэнская; jn - Юнкорская; cc - Чочосская; hrb - Харбалахская; kb - Кубаландинская; hm - Хомустахская; hr - Харыйасская; kn - Кюндейская; tr - Тарагайская; nd - Неджеллинская; tg - Таганжинская; tp - Мономская; tl - Тулурская; ks - Кызыл-сырская; sn - Сунтарская; jak - Якутская; nv - Нижневиллюйская; mr - Марыкчанская; br - Бергеинская; bt - Батылхская; tm – Тимердяхская

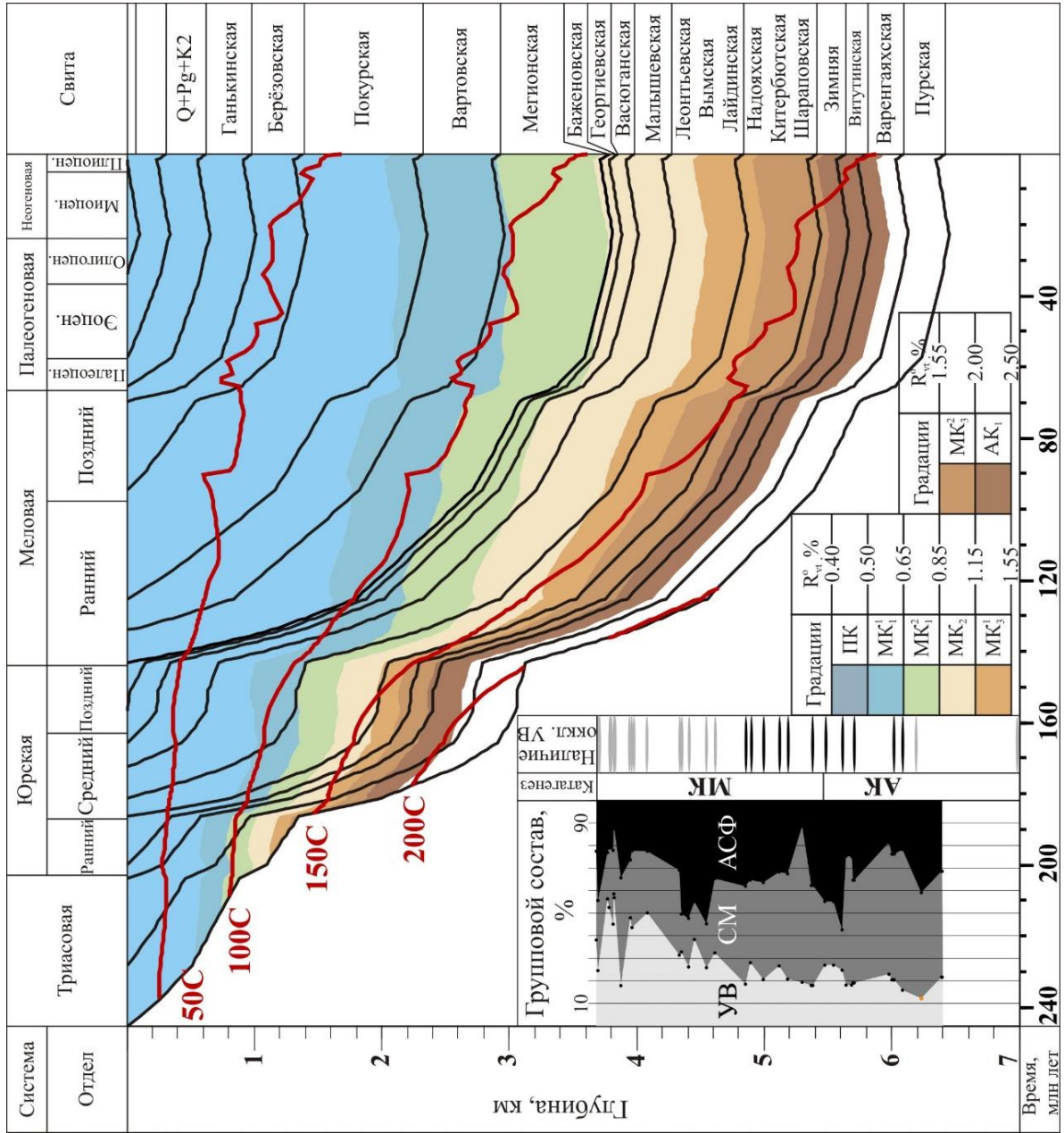


Рисунок 50 – История погружения осадочного комплекса в скважине Тюменская СГ-6 и зона существования окклюдиров

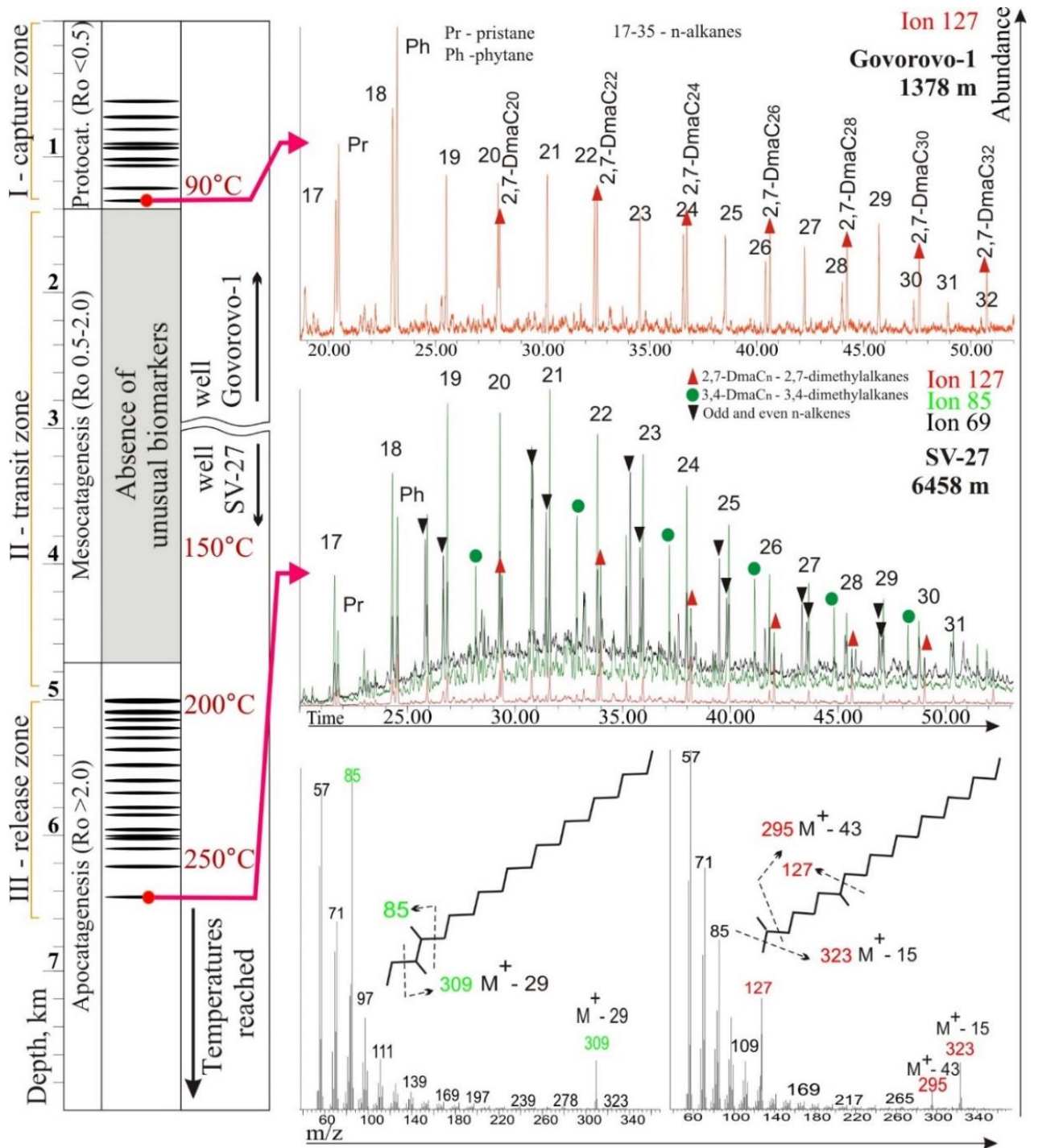


Рисунок 51 – Температурные зоны закрытия (~90 °С), транзита и открытия (~200 °С) порового пространства в структуре асфальтенов (данные по незрелой части взяты по [Каширцев, 2018])

3. Восстановление истории погружения осадочных комплексов и генерации углеводородов террагенным органическим веществом верхнепалеозойских пород

Благодаря полученным пиролитическим, геохимическим и углепетрографическим данным изучаемый разрез был тщательно проанализирован, на основании чего удалось восстановить историю погружения осадочного комплекса и генерации УВ верхнепалеозойскими материнскими толщами посредством одномерного математического моделирования по скважине Средневиллюйская-27. Расчеты были выполнены в программном пакете «Genex» (на базе «Новосибирского Национального Исследовательского Государственного Университета»). По имеющимся данным ГИС (Приложение 1), делу скважины и опубликованной литературе были установлены отметки кровли и подошвы свит, а также соотношение глинистой и песчанистой составляющих (Рисунок 52) [Граусман и др., 1978; Голубева и др., 1980; Тектоника, геодинамика..., 2001]. Тепловая история отложений восстановлена на основе данных по современным температурам в скважине (дело скважины, замеры через 12 суток отстаивания) и результатам исследования геотермических условий Виллюйской гемисинеклизы [Семенов и др., 2013], и откалибрована посредством вычислительных экспериментов. Пиролитические характеристики ОВ (T_{max} , HI) показали хорошую сходимость с модельными построениями, что позволяет с высокой степенью достоверности судить о характере и интенсивности генерационных процессов. Значение плотности теплового потока задано переменным начиная с повышенного (60 мВт/м^2) на начало формирования пермского осадочного комплекса с последующим снижением (до 40 мВт/м^2). Также было учтено тепловое событие на границе перми и триаса, связанное с магматической активизацией региона [История нефтегазообразования..., 1986; Нефтегазоносные бассейны..., 1994], в виде временного повышения теплового потока. Достигнутое соответствие расчетных и фактических значений отражательной способности витринита оценивается как приемлемое (Рисунок 53). По комплексу геохимических параметров генерирующими толщами были выбраны кюндейская ($C_{орг}$ – среднее 3,19 %, HI – среднее 163 мг УВ/г $C_{орг}$, середина градации МК₂), харыйасская ($C_{орг}$ – ср. 1,67 %, HI – ср. 113

мг УВ/г $C_{орг}$, середина градации $МК_2$ – середина $МК_3^1$) и хомустахская ($C_{орг}$ – ср. 1,56 %, НІ – ср. 60 мг УВ/г $C_{орг}$, градация $МК_3^1$). История погружения осадков, слагающих разрез осадочного чехла, с учетом уплотнения глинистых и песчано-алевритовых пород показана на Рисунке 49. По данным, полученным в процессе моделирования, предположены следующие этапы вхождения материнских свит в зоны катагенеза и их продолжительность. Подошва кюндейской свиты достигла этапа мезокатагенеза (градация $МК_1^1$) 168 млн лет назад, в конце бата; $МК_1^2$ – 127 млн лет назад, в середине баррема; $МК_2$ – 55 млн лет назад, в начале ипра (начало эоцена) и до настоящего времени не вышла из этой зоны катагенеза. Подошва харый-асской свиты достигла градации $МК_1^1$ 223 млн лет назад, в начале нория; $МК_1^2$ – 151 млн лет назад, в начале титона (волжский ярус); $МК_2$ – 113 млн лет назад, в начале альба; $МК_3^1$ – 30 млн лет назад, в середине рюпеля (начало олигоцена). Из стадии катагенеза $МК_3^1$ свита не вышла. Подошва хомустахской свиты вошла в градацию $МК_1^1$ 239 млн лет назад, в конце ладина; $МК_1^2$ – 215 млн лет назад, в середине нория; $МК_2$ – 151 млн лет назад, в начале титона (волжский ярус); $МК_3^1$ – 118 млн лет назад, в середине апта; $МК_3^2$ – 72 млн лет назад, в начале маастриха, и, судя по модельным данным, из этой градации не вышла.

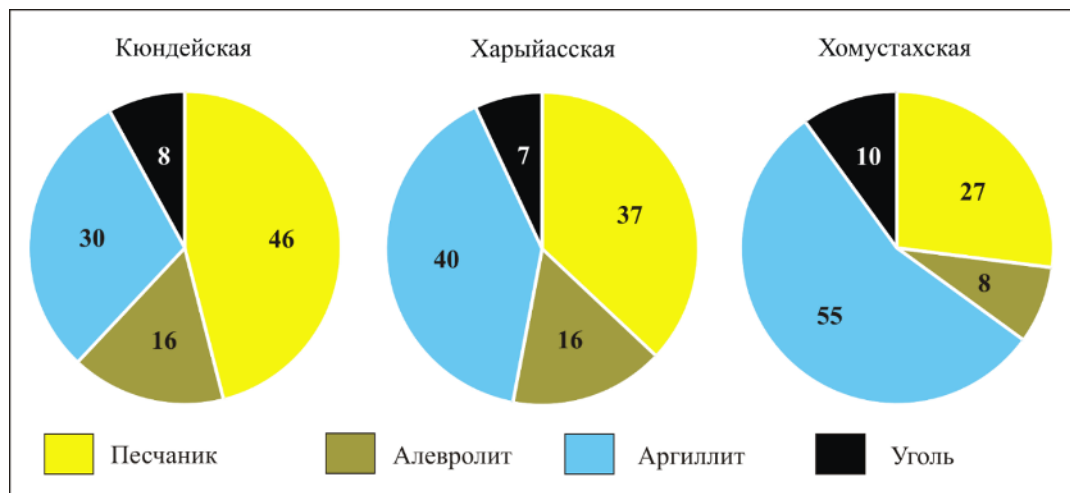


Рисунок 52 – Соотношение пород в свитах, выбранных в качестве материнских для моделирования процессов нефтегенеза в скв. Средневилюйская-27 (на основании интерпретации данных ГИС)

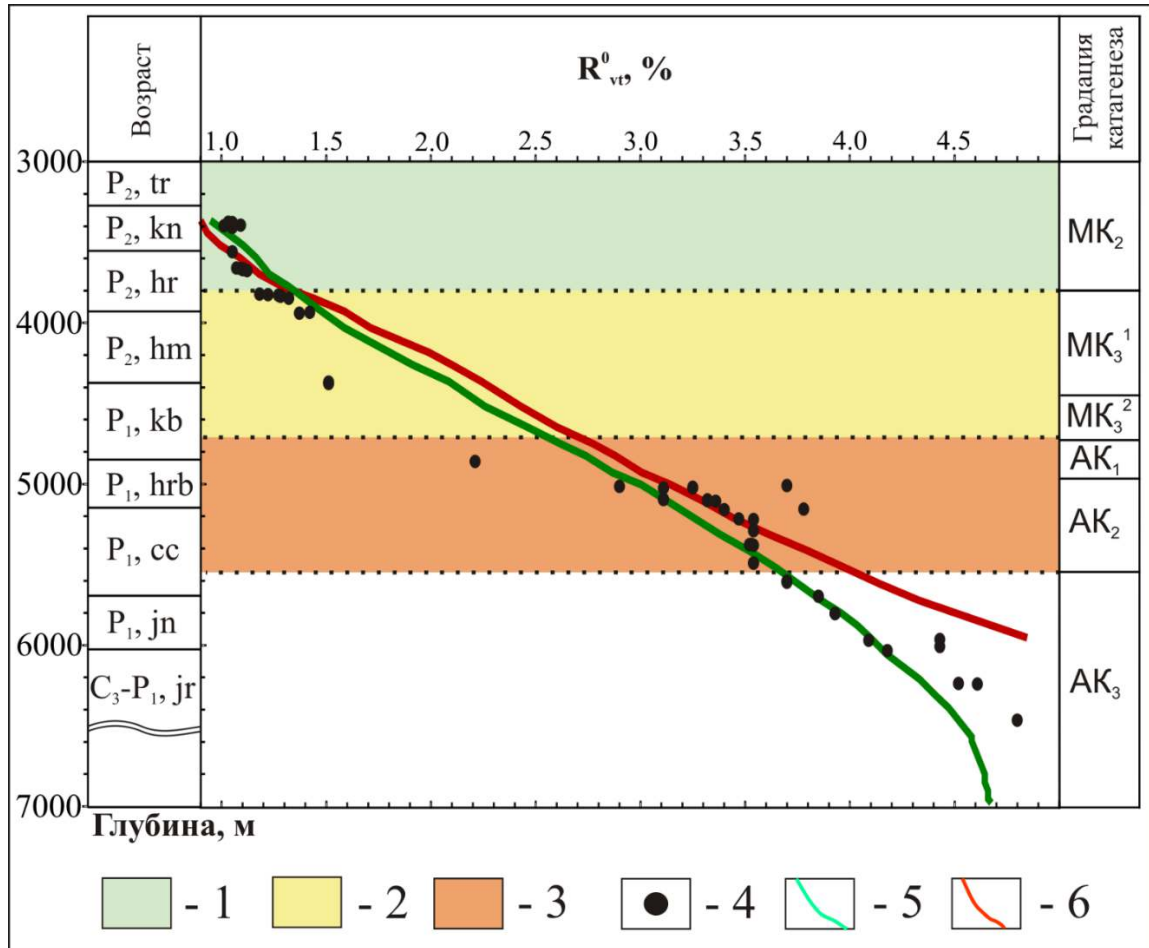


Рисунок 53 – Изменение отражательной способности витринита (R^0_{vt} , %) в исследуемом интервале с увеличением глубины. Условные обозначения: области преимущественной генерации (в соотв. с [Конторович, Трофимук, 1976]): 1) жидких углеводородов; 2) конденсатного газа; 3) сухого газа; значения показателей отражательной способности витринита (R^0_{vt}): Фактической 4) R^0_{vt} ; Расчётной 5) I.F.P (R^0); 6) EASY% (R^0)

Согласно литературным источникам в пределах Вилуйской гемисинеклизы в пермское время были развиты преимущественно осадки лагунного и континентального происхождения, формировавшиеся в условиях низменной аккумулятивной равнины, являющейся ареной континентального осадконакопления или периодически покрывавшейся водами опресненного бассейна, а в позднепермскую эпоху периодически создавались условия для торфонакопления [История нефтегазообразования..., 1986; Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Тектоника, геодинамика..., 2001]. С учетом всех имеющихся геохимических данных и опубликованных работ известно, что ОВ верхнепалеозойских отложений имеет преимущественно террагенную (гумусовую) природу. Согласно данным УВ-БМ оно формировалось в

слабовосстановительных условиях. В связи с этим кюндейской, харыйасской и хомустахской толщам был присвоен кероген III-го типа из встроенной библиотеки Genex, который соответствует террагенному ОВ. Исходное содержание органического углерода было рассчитано по формуле [Peters et al., 2005]:

$$C_{\text{орг}}^0 = \frac{C_{\text{орг}}}{1 - \frac{TR \times HI^0 \times 0,83}{1000}}$$

где $C_{\text{орг}}^0$ – исходное содержание органического углерода (%), $C_{\text{орг}}$ – содержание органического углерода в настоящий момент (%), TR – степень трансформации (доли единицы), HI^0 – исходный водородный индекс (мг УВ/г $C_{\text{орг}}$). Для кюндейской свиты: $C_{\text{орг}}^0$ – 3,3 %, HI^0 – 200 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$, TR – 0,15. Для харыйасской: $C_{\text{орг}}^0$ – 1,9 %, HI^0 – 270 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$, TR – 0,55. Для хомустахской: $C_{\text{орг}}^0$ – 2,0 %, HI^0 – 320 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$, TR – 0,85. Динамика генерации УВ керогеном по стадиям катагенеза показана на Рисунке 54.

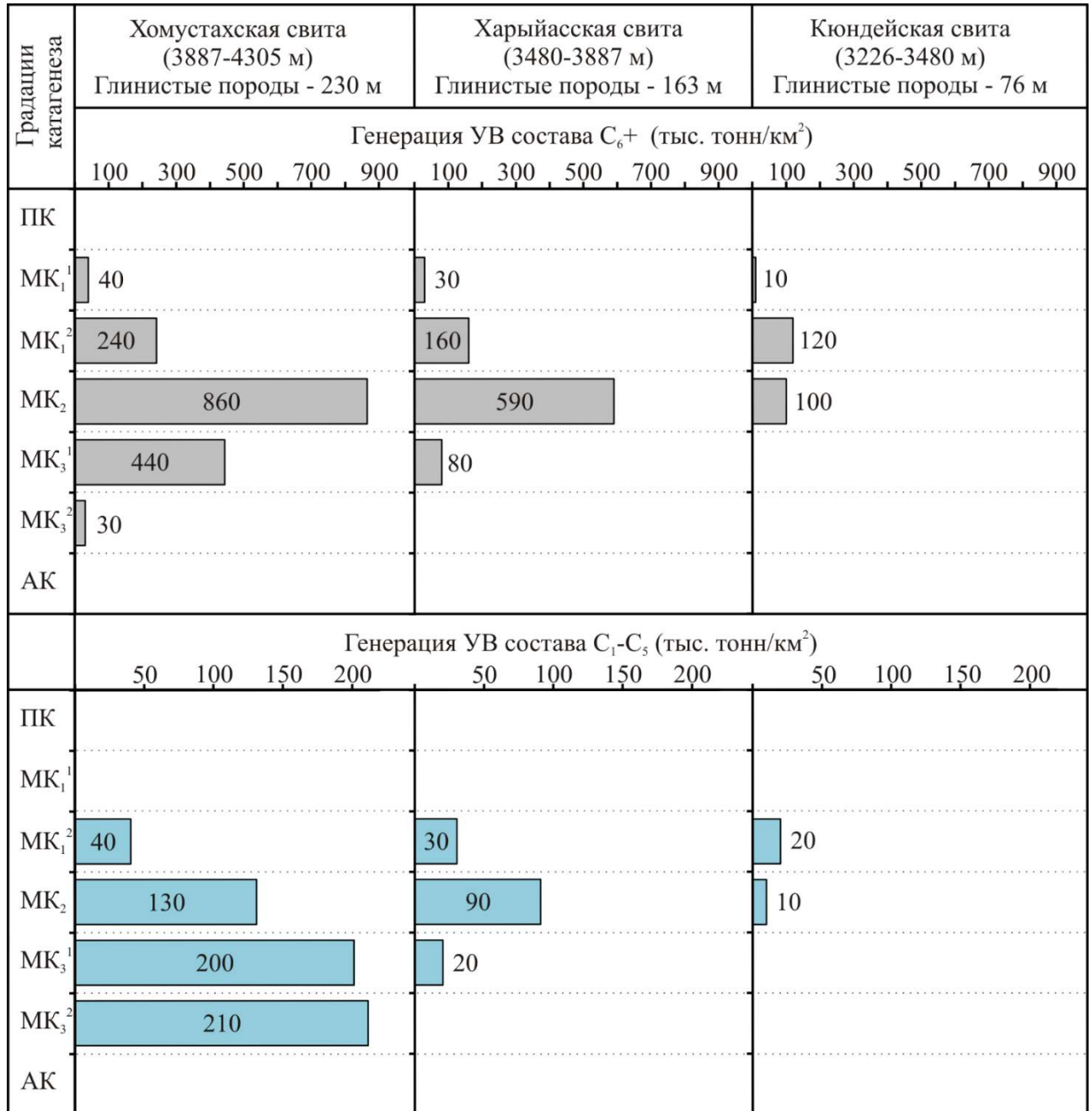


Рисунок 54 – Генерация углеводородов в верхнепермских отложениях скважины Средневилюйская-27

Плотность генерации УВ состава C₁-C₅ в окрестностях скважины составила 30 тыс. т/км² – кюндейская свита, 140 тыс. т/км² – харыйасская, 580 тыс. т/км² – хомустанская; УВ состава C₆₊: 230 тыс. т/км² – кюндейская свита, 860 тыс. т/км² – харыйасская, 1610 тыс. т/км² – хомустанская [Долженко, 2017]. Наибольшее количество УВ было сгенерировано хомустанской толщей, наиболее погруженной из

всех. Максимальная интенсивность для C_1-C_5 пришлась на градацию MK_3^2 , вероятно из-за вторичного разрушения уже сформировавшихся углеводородов в зоне близкой к апокатагенезу; для C_6+ наибольшая интенсивность наблюдается на градации MK_2 , что характерно для террагенного ОВ. Свита полностью истощила генерационный потенциал и в дальнейшем может производить только сухой метановый газ в непромышленных масштабах. Харыйасская свита уже прошла свой пик генерации C_6+ (MK_2), но только вступает в пик образования C_1-C_5 . Если судить по аналогии с хомустахской толщей, в будущем можно ожидать подобных объёмов новообразовавшихся УВ с поправкой на мощность глинистых пород и начальные геохимические параметры. Кюндейская свита, наименее преобразованная из всех выбранных в качестве материнских, при этом обладающая наибольшим содержанием органического углерода (средние значения). При мощности в три раза меньшей, чем у хомустахской, и в два раза меньше, чем у харыйасской, на аналогичных стадиях катагенеза её объёмы генерации лишь в два раза уступают первой и в полтора второй, соответственно. Можно прогнозировать сопоставимые объёмы сгенерированных УВ при достижении ей градации MK_3^2 (при сохранении теплового потока). Полученные результаты можно использовать в качестве опорных для построения трехмерных моделей нефтегенеза на территории Вилюйской гемисинеклизы.

Модель погружения по Тюменская сверхглубокой скважине (СГ-6) приведена без объёмов генерации, так как использовалась только с целью восстановления истории погружения, для установления температурных границ зоны транзита окклюдированных асфальтенами УВ (история нефтегенеза доступна в работах [Долженко, Сафронов, 2017; Долженко и др., 2017]). Скважина пробурена (забой 7502 м) в южной части Большехетской мегасинеклизы (80 км юго-восточнее г. Н. Уренгой). По материалам исследования керна скважины опубликовано множество работ, в том числе и по геохимическим особенностям органического вещества, строения разреза и результатам моделирования [Тюменская сверхглубокая..., 1996; Конторович и др., 2013б]. Модель мезозойско-кайнозойского разреза скважины построена на основе данных ГИС с использованием усредненных разбивок различ-

ных авторов [Тюменская сверхглубокая..., 1996; Мясникова, Оксенюк, 2012]. Соотношение глинистой и песчанистой составляющих оценено методом Альфа-ПС. Тепловая история отложений восстановлена на основе данных по палео- и современным температурам в скважине [Исаев и др., 2014], и откалибрована с учетом изменения в разрезе значения отражательной способности витринита (Рисунок 55). Тепловой поток задан переменным начиная с повышенного (155 мВт/м^2) во время формирования туфо-эффузивного комплекса с последующим снижением до постоянного. История погружения осадочных комплексов представлена на Рисунке 50.

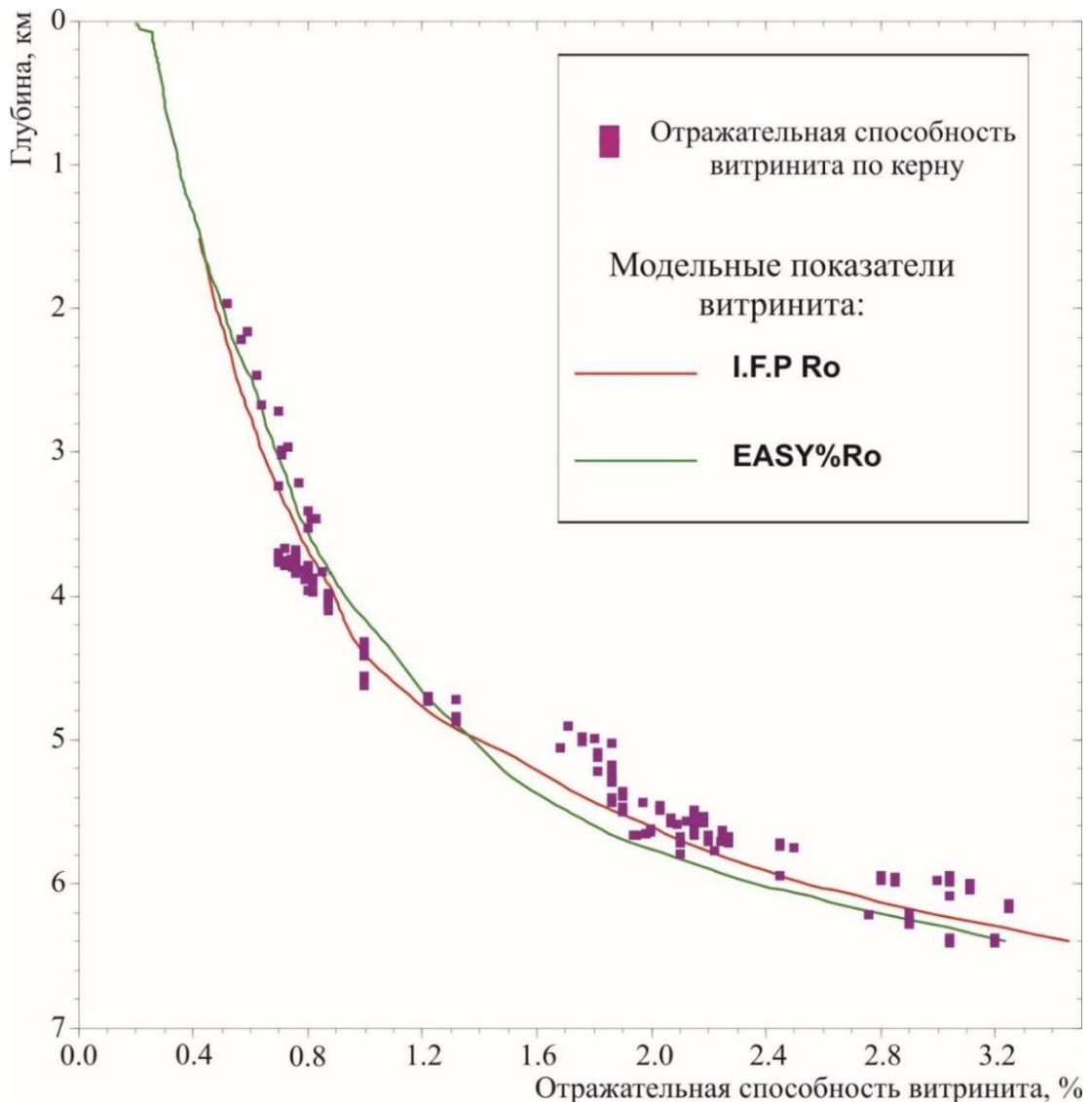


Рисунок 55 – Сопоставление фактических и расчетных значений отражательной способности витринита в скважине Тюменская СГ-6

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе на основании комплекса геохимических методов, в том числе исследования состава насыщенной и ароматической фракций на молекулярном уровне, был выполнен анализ структуры и катагенетических превращений террагенного ОВ в позднем мезо- и апокатагенезе. Приведены результаты, демонстрирующие влияние последовательного термического созревания в природных условиях на пиролитические характеристики, распределение индивидуальных углеводородов в битумоидах, их групповой состав и динамику деструкционно-конденсационных взаимодействий. Такое детальное и разностороннее изучение эволюции террагенного ОВ на примере уникального, более чем 3-х километрового разреза практически однородной по мацеральному составу верхнекарбоново-пермской угленосной толщи проведено впервые.

Основным аспектом работы являлось изменение ОВ под действием термобарических факторов, поэтому в первую очередь был установлен уровень зрелости в изучаемом разрезе. В качестве абсолютного палеотермометра использовалась отражательная способность витринита (R°_{vt}). Исследуемые толщи были привязаны к градациям катагенеза ОВ. Дополнительным методом оценки зрелости послужил пиролитический показатель T_{max} . Сравнение T_{max} с параметром R°_{vt} показало коэффициент корреляции – 0,98. В зависимости от условий формирования керогена и преобладания тех или иных функциональных групп положение температурного максимума может смещаться, поэтому границы градаций по T_{max} были уточнены для изучаемого типа ОВ.

На основании распределения водородного индекса по стадиям катагенеза установлено, что потенциал от бедного до умеренного (по классификации Н.В. Лопатина и Т.П. Емец) характерен для верхнепалеозойских отложений, достигших середины мезокатагенеза, а к его концу значения водородного индекса значительно снижаются. В соответствии с динамикой процессов нефтегазообразования (со-

гласно работам Н.Б. Вассоевича, В.С. Вышемирского, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, А.А. Трофимука), были выделены следующие границы: главная зона нефтеобразования до глубины 3,6 км; глубинная зона газогенерации – 4,9 км.

С целью подтверждения роли высшей наземной растительности, как основного источника ОВ в разрезе перми Вилюйской скв №27 был изучен изотопный состав углерода. На протяжении всего разреза показатели $\delta^{13}\text{C}$ указывают на ОВ террагенного генезиса (согласно работам А.Э. Конторовича, Л.И. Богородской, С.И. Гольшева). Косвенно на это указывают результаты изучения материалов ГИС, керна и шлифов: высокая угленосность разреза и преобладание терригенного, обломочного материала в составе пород. Полученные данные согласуются с палинологическими исследованиями Т.Е. Михайловой, Л.М. Фартунатовой и Л.Г. Сандаковой, которыми было установлено, что пермская флора рассматриваемого района представлена преимущественно голосеменными растениями (кордаиты, гинкго, саговники) и травянистыми сосудистыми папоротниками.

В соответствии с изложенным изменения геохимических параметров ОВ рассмотрены в работе с точки зрения последовательной эволюции практически однородного ОВ террагенного генезиса в мезо- и апокатагенезе.

Был изучен традиционно используемый набор насыщенных УВ-биомаркеров. На грациях МК₂-МК₃¹, (3370-4300 м) совокупность параметров хемофоссилий указывает на то, что их источником была высшая наземная растительность, а в диагенезе преобладали слабовосстановительные условия. По совокупности катагенетических показателей однозначно можно сказать, что ОВ находится в ГЗН. В этом интервале подтверждена информативность изученного набора УВ-БМ и соответствия данных молекулярных исследований изотопному, пиролитическому и углепетрографическому методам определения генезиса и уровня зрелости ОВ. На грациях МК₃¹-АК₃ (4300-6458 м) УВ-БМ в большинстве своём теряют свойства индикаторов из-за высокой степени преобразованности: показатели зрелости достигают равновесных значений, генетические соотношения смещаются в сторону значений аквагенного ОВ, ряд индексов указывает на восстановительные условия осадконакопления.

Такие изменения в молекулярном составе являются следствием процессов деструкции и конденсации под действием термобарических факторов больших глубин. Схема протекания этих взаимодействий была предложена ранее А.Э. Контровичем, и была уточнена и детализирована под его руководством А.Н. Фоминым и автором: разукрупнение, упрощение структуры, в последовательности асфальтены → смолы → УВ, протекающее параллельно с конденсацией отдельных блоков, в основном ароматических, укрупнением структуры в последовательности УВ → смолы → асфальтены, вплоть до превращения растворимой в органических растворителях части ОВ в нерастворимую и выпадения ее в кероген. Установлено, что наиболее чувствительными являются высокомолекулярные углеводородные соединения. С применением пиролитического метода установлено формирование нерастворимого ОВ при конденсации асфальтенов – эпиасфальтеновых керогенов (ЭПАК). Впервые показано что ЭПАК имеют низкие значения $T_{\text{макс}}$ при пиролизе. Помимо этого, при достижении глубин, соответствующих выходу из группового состава асфальтенов был установлен ряд не идентифицированных ранее на хроматограммах УВ. Предполагается, что при деструкции асфальтенов и формировании ЭПАКов происходит высвобождение окклюдированных и адсорбированных УВ. Согласно опубликованным данным и восстановлению истории погружения осадочных комплексов палеотемпература «открытия» составляет около 200°C.

В качестве альтернативы традиционным показателям зрелости, основанным на УВ насыщенной фракции, были рассмотрены ароматические соединения: n-алкилбензолы, фенантрены, моноароматические и триароматические стероиды, дибензтиофены. Среди них наибольшую степень корреляции с отражательной способностью витринита даже в условиях позднего апокатагенеза показали фенантрены. Автором предложены уравнения расчета значений отражательной способности витринита по фенантреновым индексам в мезо- и апокатагенезе. Помимо этого, показаны особенности изменения относительных содержаний фенантрена и его метилзамещенных производных в жестких термобарических условиях – более устойчивое поведение 2-, 3- и 1-метилфенантрена и менее стабильное 9-метилфенантрена.

На основе полученных пиролитических, геохимических и углепетрографических данных была восстановлена история погружения осадочного комплекса и генерации УВ верхнепалеозойскими материнскими толщами посредством одномерного математического моделирования. Наибольшее количество УВ генерировала хомустахская толща, к настоящему моменту она полностью истощила генерационный потенциал. Харыйасская толща прошла пик генерации УВ C_6+ , но только вступает в пик образования C_1-C_5 . Кюндейская толща – наименее преобразованная из всех, изученных автором в качестве материнских, обладает наибольшим средним содержанием органического углерода и показателем водородного индекса, в связи с чем можно ожидать реализации её потенциала в более погруженных участках района исследований.

Полученные автором результаты превращений террагенного ОВ в мезо- и апокатагенезе могут быть использованы в качестве критериев при прогнозе и поисках УВ-скоплений на больших глубинах.

Перспективы дальнейшей разработки темы. Необходимо определить уровень глобальности полученных результатов, другими словами – подтвердить общий для террагенного ОВ характер установленных закономерностей. В рамках этой задачи логичным продолжением станет сопоставление геохимических параметров ОВ верхнепалеозойского комплекса Вилюйской гемисинеклизы, вскрытых скв. Средневилюйская-27, с другими коллекциями аналогичного генезиса и углями (тюменская свита Западной Сибири, Кузнецкий угольный бассейн и др.).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аммосов И.И. Шкала антралификации / И.И. Аммосов, И.В. Еремин, Г.С. Калмыков // Тр. ИГИРГИ. – 1971. – Вып. 2. – С. 158-174.
2. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР / гл. ред. А.П. Виноградов. – М., 1968 – Т. 3.
3. Баженова Т.К. Катагенные изменения рассеянного органического вещества и нефтеобразование в кембрийских осадочных толщах Геохимия нефтегазоносных толщ кембрия Сибирской платформы / Т.К. Баженова, Д.И. Дробот, В.М. Евтушенко, С.А. Кащенко, А.Э. Конторович, К.К. Макаров, С.Г. Неручев // Труды СНИ-ИГГиМС; Вып. 139. – Новосибирск, 1972. – С. 19-41.
4. Бакин В.Е. Пермо-триасовый продуктивный комплекс Хапчагайского газоносного района / В.Е. Бакин, Е.И. Бодунов, В.А. Маренин, В.А. Пантелеев // Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений в Якутской АССР. – Якутск: Изд. ЯФ СО АН СССР, 1976. – С. 115-123.
5. Башарин А.К. Лено-Виллюйский нефтегазоносный бассейн: строение и тектоническая эволюция / А.К. Башарин, Г.С. Фрадкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 1. – С. 22-33.
6. Беляева Г.Л. Катагенез органического вещества пород разреза Вершиновской скважины 501 / Г.Л. Беляева // Вестник пермского университета. – 2013. – № 4(21). – С. 83-86.
7. Бодунов Е.И. Преобразование органического вещества пермских и каменноугольных отложений Виллюйской синеклизы на больших глубинах / Е.И. Бодунов, И.Н. Зуева, В.А. Каширцев, Н.А. Уткина, и др. // Нефтегазоносность и вопросы освоения месторождений нефти и газа Якутии. – Якутск: ЯНЦ СО АН СССР, 1990. – С. 58-69.
8. Борисова Л.С. Асфальтены - наследники генетического кода керогена / Л.С. Борисова // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 75-78.

9. Борисова Л.С. Комплекс химических и физических методов получения и исследования компонентов органического вещества пород и нефтидов: Учебно-методическое пособие / Л.С. Борисова, Е.А. Фурсенко, Е.А. Костырева, И.Д. Тимошина. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2019. – 84с.
10. Борисова Л.С. Геохимия асфальтенов слабозрелого органического вещества / Л.С. Борисова, И.Д. Тимошина // Геохимия. – 2021. – Том 66. – № 3. – С. 251-261.
11. Васильев В.Г. Лено–Вилуйская газоносная провинция / В.Г. Васильев, А.А. Трофимук, Н.В. Черский. – Якутск: Якутское книжное издательство, 1970. – 112 с.
12. Вассоевич Н.Б. Главная фаза нефтеобразования / Н.Б. Вассоевич, Ю.И. Корчагина, Н.В. Лопатин и др. // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. – 1969. – № 6. – С. 3-27.
13. Вассоевич Н.Б. Изменение нефтей в земной коре / Н.Б. Вассоевич, Г.А. Амосов. // Геологический сборник Научн. инж.-техн. об-ва нефтяников при ВНИГРИ: Доклады и статьи. Л.; М.: Гостоптехиздат. – 1953. – Т. 2. – С. 11-42.
14. Вассоевич Н.Б. Исходное вещество для нефти и газа / Н.Б. Вассоевич // Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений: (Материалы Всесоюз. совещ. по генезису нефти и газа, 1968 г.). – М.: Недра, 1972. – С. 39-70.
15. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти / Н.Б. Вассоевич // Известия АН СССР, серия геологическая. – 1967. – № 11. – с. 137-142.
16. Вассоевич Н.Б. Уточнение понятий и терминов, связанных с осадочными циклами, стадийностью литогенеза и нефтеобразования / Н.Б. Вассоевич // Основные теоретические вопросы цикличности седиментогенеза. – М., Наука, 1977. – С. 34—58.
17. Вассоевич Н.Б. Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба) / Н.Б. Вассоевич // Тр. ВНИГРИ. – 1958. – Вып. № 128. – С. 9-220.
18. Вебер В.В. Накопление и преобразование органического вещества в современных морских осадках / В.В. Вебер., Т.Л. Гинзбург-Карагичева, Е.А. Глебовская и др. – М.: Гостоптехиздат, 1956. – 343 с.

19. Вебер В.В. О времени образования нефтяных углеводородов / В.В. Вебер // Тр. ВНИГНИ. – 1958. – Вып. 10. – С. 211-218.
20. Вернадский В.И. Очерки геохимии / В.И. Вернадский. – М.: Наука, 1983. – 422 с.
21. Вышемирский В.С. Геологическое развитие Предверхоянского краевого прогиба и его обрамления / В.С. Вышемирский // Ученые Записки Саратовского Университета. – Саратов, 1956. – Т. 49. – С.7–14.
22. Вышемирский В.С. Миграция рассеянных битумоидов / В.С. Вышемирский, А.Э. Конторович, А.А. Трофимук // Тр. ИГиГ СО АН СССР. – Новосибирск: Наука, 1971. – Вып. 143. – 167 с.
23. Гайдук В.В. Вилуйская среднепалеозойская рифтовая система / В.В. Гайдук. – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1988. – 128 с.
24. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности / Ю.И. Галушкин. – М.: Научный мир, 2007. – 455 с.
25. Геологический словарь: в 2-х томах. Том 2 / Под редакцией К.Н. Паффенгольца. – М.: Недра, 1978. – 456 с.
26. Геологическое строение и нефтегазоносность лено-тунгусской провинции / Науч. рук. А.Э. Конторович, отв. исп. А.В. Хоменко. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2003. – 177 с. (Ф)
27. Геологическое строение и нефтегазоносность Якутской АССР / Под ред. В.Г. Васильева. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 478 с.
28. Геология и нефтегазоносность осадочных бассейнов Восточной Сибири / Под ред. В.В. Забалуева. – Л.: Недра, 1980. – 200 с.
29. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М., Недра, 1981. – 552 с.
30. Геология рифовых систем кембрия Западной Якутии / под ред. В.Е. Савицкого // Труды СНИИГГиМС. Выпуск 270. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1979 г. – 157 с.

31. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие / В. Н. Косков, Б. В. Косков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.
32. Геохимия нефтегазоносных толщ кембрия Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторович. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1972. – 112 с.
33. Голубева И.И. Расчленение и корреляция пермских отложений по данным глубоких скважин Вилюйской гемисинеклизы / И.И. Голубева // Геология и геофизика. – 1982. – № 9. – С. 21-30.
34. Голубева И.И., Граусман В.В., Мейен С.В., Петрова Е.К. О стратиграфическом расчленении газоносных отложений перми центральной части Вилюйской синеклизы / И.И. Голубева, В.В. Граусман, С.В. Мейен, Е.К. Петрова // Стратиграфия нефтегазоносных отложений Якутии. – Якутск, 1980. – С. 36-45.
35. Гольберт А.В. Палеоландшафты Западной Сибири в юре, мелу и палеогене / А.В. Гольберт, Л.Г. Маркова, И.Д. Полякова, В.Н. Сакс, Ю.В. Тесленко. – М., Наука, 1968. – 152 с.
36. Гордадзе Г.Н. Органическая геохимия углеводородов: Учеб. пособие для вузов: В 2 кн / Г.Н. Гордадзе, М.В. Гируц, В.Н. Кошелев. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – Кн. 1. – 392 с.
37. Граусман В.В. Изучение разрезов глубоких скважин, расчленение и корреляция их с целью обеспечения стратиграфической основой нефтепоисковых работ в ЯАССР / В.В. Граусман, В.П. Жерновский и др. // Фонды ПГО «Ленанефтегазгеология». – Якутск, 1986. – 250 с.
38. Граусман В.В. К стратиграфии триасовых отложений вилюйской синеклизы / В.В. Граусман, Ю.Л. Сластенов // БНТИ, серия «Геология и полезные ископаемые Якутии», ЯФ СО АН СССР. – Якутск, 1978. – С. 10-13
39. Граусман В.В. О находке каменноугольной флоры в Вилюйской синеклизе / В.В. Граусман // Советская геология. – 1984. – № 2. – С. 70-72.
40. Граусман В.В. Стратиграфия верхнепалеозойских отложений Вилюйской синеклизы / В.В. Граусман, С.В. Мейен // Известия Академии наук СССР. Серия геологическая. – 1987. – № 10. – С. 54-60.

41. Граусман В.В. Стратиграфия пермских отложений Вилу́йской синеклизы / В.В. Граусман, В.Д. Матвеев, С.В. Мейен // Известия Академии наук СССР. Серия геологическая. – 1982. – № 11. – С. 57-67.
42. Губин И.А. Строение кембрийских отложений Вилу́йской гемисинеклизы по результатам комплексного анализа данных бурения и сейсморазведки / И.А. Губин, А.Э. Конторович, И.В. Коровников, Т.М. Парфенова // Геология и геофизика. – 2021. – Том 62. – № 8. – С. 1115-1131.
43. Губин И.А. Уточнение строения Вилу́йской гемисинеклизы по результатам переинтерпретации сейсморазведочных работ / И.А. Губин // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2020. – № 4 (41). – С.40-52.
44. Губкин И.М. Учение о нефти / И.М. Губкин. – М: Нефтеиздат, 1932. – 443 с.
45. Гурари Ф.Г. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / Ф.Г. Гурари, К.И. Микуленко, Л.Я. Трушкова и др. – М.: Недра, 1972. – 312 с.
46. Гурари Ф.Г. О стратификации мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности / Ф.Г. Гурари, И.И. Нестеров, М.Я. Рудкевич // Геология и геофизика. – 1962. – № 3. – С. 3-10.
47. Гурова Т. И. Литология и палеогеография Западно-Сибирской низменности в связи с нефтегазоносностью / Т. И. Гурова, В. П. Казаринов. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 296 с.
48. Диндойн В.М. Спектроскопия ЭПР и ее возможности в органической геохимии / В.М. Диндойн. Труды СНИИГГиМС. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1973. – №166. – С. 37-54.
49. Добрянский А.Ф. Геохимия нефти / А.Ф. Добрянский. – М.: Гостоптехиздат, 1948. – С. 286-311.
50. Добрянский А.Ф. Геохимия нефти / А.Ф. Добрянский. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 224 с.
51. Долженко К.В. Геохимическая характеристика террагенного органического вещества Верхнепалеозойского комплекса вилу́йской синеклизы и некоторые особенности его преобразования под действием термобарических условий больших

- глубин / К.В. Долженко, А.Н. Фомин, В.Н. Меленевский // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 4-12.
52. Долженко К.В. Изучение органического вещества баженовской свиты и моделирование процессов генерации углеводородов по материалам скважины Тюменская СГ-6 (Западная Сибирь) / К.В. Долженко, П.И. Сафронов, А.Н. Фомин, В.Н. Меленевский // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 17-21 апреля 2017): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 4 т. – Новосибирск: СГУГиТ, 2017. – Том 1. – С.106-110.
53. Долженко К.В. Информативность фенантроновых показателей зрелости органического вещества в позднем мезокатагенезе и апокатагенезе (на примере сверхглубокой скважины Средневилюйская-27, Восточная Сибирь) / К.В. Долженко, А.Н. Фомин // Геохимия. – 2022. – Том 67. – № 1. – С. 37-46.
54. Долженко К.В. История генерации углеводородов органическим веществом баженовской свиты по материалам сверхглубокой скважины Тюменская СГ-6 / К.В. Долженко, П.И. Сафронов // Трофимуковские чтения - 2017: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых. – Новосибирск, 2017. – С.76-78.
55. Долженко К.В. История генерации углеводородов органическим веществом верхнепалеозойских отложений по материалам сверхглубокой скважины Средневилюйская-27 / К.В. Долженко // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ: Сборник научных статей. – Пермь: 2017. – С. 100-108.
56. Западно-Сибирская низменность. Геология СССР. Т.44 / Под ред. Н.Н. Ростовцева. – М: Недра, 1964. – 55 с.
57. Зеличенко И.А. Особенности катагенетического преобразования гумусовых разностей рассеянного органического вещества / И.А. Зеличенко, С.Г. Неручев,

- И.А. Половникова, Е.А. Рогозина и др. // Накопление и преобразование органического вещества современных и ископаемых осадков. – М.: Наука, 1978. – 119-125 с.
58. Изосимова А.Н. Состав хлороформенных битумоидов гумусовых углей различных стадий метаморфизма / А.Н. Изосимова, И.Н. Зуева, О.Н. Чалая и др. // Химия твердого топлива. – 1982. – №1. – С. 3-8.
59. Исаев В.И. Палеоклимат Западной Сибири и реализация генерационного потенциала нефтематеринских отложений / В.И. Исаев, Т.Б. Рылова, А.А. Гумерова // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 93–101.
60. История нефтегазообразования и нефтегазонакопления на востоке Сибирской платформы / Под ред. Черского Н.В. – 1986. – 167 с.
61. Казаринов В.В. Геохимическая характеристика нефтей и газов Хапчагайского поднятия Вилюйской синеклизы / В.В. Казаринов, А.Э. Конторович, Р.Е. Мачинская, Д.П. Сидоров, О.Ф. Стасова // Материалы по геологии и нефтегазоносности Восточной Сибири. Труды СНИИГГиМС. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1967. – Вып. №63. – С. 149-167.
62. Катагенез и нефтегазоносность / Под ред. С.Г. Неручев. – Л.: Недра, 1981. – 240 с.
63. 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. – Том 59. – №10. – С. 1720-1729.
64. Каширцев В.А. Геохимия высокомолекулярных диметилалканов / В.А. Каширцев, О.С. Дзюба, Б.Л. Никитенко, Е.А. Костырева, И.К. Иванова, Н.П. Шевченко // Геология и геофизика. – 2021. – Том 62. – № 8. – С. 1056-1068.
65. Каширцев В.А. Геохимия нефтей востока Сибирской платформы / В.А. Каширцев, А.Ф. Сафронов, А.Н. Изосимова, О.Н. Чалая, И.Н. Зуева, Г.С. Трущелева, С.Х. Лифшиц, О.С. Карелина. – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 2009. – 180 с.

66. Каширцев В.А. Новые моноароматические стероиды в органическом веществе зоны апокатагенеза / В.А. Каширцев, А.Н. Фомин, Н.П. Шевченко, К.В. Долженко // Доклады РАН. – 2016. – Том 469. – № 4. – С.465-469.
67. Каширцев В.А. Органическая геохимия горючих ископаемых (новые направления в исследованиях каустобиолитов) / В.А. Каширцев // Наука и техника в Якутии. – 2001. – № 1. – С.23-27.
68. Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы / В.А. Каширцев. – Якутск: ЯФ СО РАН, 2003. – 160 с.
69. Каширцев В.А. Углеводородный состав битумоидов террагенного органического вещества больших глубин (зоны апокатагенеза) / В.А. Каширцев, К.В. Долженко, А.Н. Фомин, А.Э. Конторович, Н.П. Шевченко // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58 – №6. – С. 869—879.
70. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
71. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности / А.Э. Конторович // Труды СНИИГГиМС. – М.: Недра, 1976. – Вып. №229. – 250 с.
72. Конторович А.Э. Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносных бассейнов Сибири / А.Э. Конторович, И.Д. Полякова, П.А. Трушков и др. // Тр. СНИИГГиМС. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1971в. – Вып. №118. – 86 с.
73. Конторович А.Э. Диагностика асфальтенов рассеянного органического вещества и нефтей пиролитическим методом / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, Л.С. Борисова // Докл. АН СССР. – 1988. – Т. 302. – № 3. – С. 700-703.
74. Конторович А.Э. Закономерности накопления органического вещества на территории Сибири в мезозойскую эру / А.Э. Конторович, И.Д. Полякова, А.С. Фомичев, А.И. Данюшевская, В.П. Казаринов, Г.М. Парпарова, П.А. Трушков, К.А. Шпильман // Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносных бассейнов Сибири: Тр. СНИИГГиМС. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1971а. – Вып. №118. – С. 6-39.

75. Конторович А.Э. Закономерности накопления органического вещества в древних осадочных толщах (на примере мезозойских отложений Сибири) / А.Э. Конторович, И.Д. Полякова, А.С. Фомичев // Литология и полезные ископаемые. – 1971б. – № 6. – С. 16-27.
76. 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. – Том 61. – № 8. – С.1093-1108.
77. Конторович А.Э. Закономерности фракционирования изотопов углерода в седиментах / А.Э. Конторович, Л.И. Богородская, С.И. Гольшев // Геология и геофизика. – 1985а. – № 9. – С. 34–42.
78. Конторович А.Э. Изменение химического состава гумусового органического вещества и его парамагнитных свойств в зоне катагенеза / А.Э. Конторович, В.П. Данилова, В.М. Диндойн // Доклады АН СССР. – 1973. – Т. 209. – № . – С. 1431-1434.
79. Конторович А.Э. Историко-геологическое моделирование процессов нефтедогенеза в мезозойскокайнозойском осадочном бассейне Карского моря (Бассейновое моделирование) / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Н.А. Малышев и др. // Геология и геофизика. – 2013б. – Т. 54. – № 8. – С. 1179–1226.
80. Конторович А.Э. Катагенез рассеянного органического вещества и нефтегазообразование / А.Э. Конторович, С.Г. Неручев // Проблемы нефтеносности Сибири. – Новосибирск: Наука, 1971. – С. 51-69.
81. Конторович А.Э. Количественный прогноз нефтегазоносности отдельных резервуаров и тектонических элементов в слабоизученных седиментационных бассейнах / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн // Критерии и методы прогноза нефтегазоносности. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1987. – С. 10-14.;
82. Конторович А.Э. Литогенез и нефтегазообразование / А.Э. Конторович, А.А. Трофимук // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нефтяных и битуминозных пород. – М.: Наука, 1976. – С. 19-36

83. Конторович А.Э. Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович, Е.А. Рогозина // Геология и нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской плиты (Тр. СНИИГГиМС). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1967. – Вып. №65. – С. 146-190.
84. Конторович А.Э. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) / А.Э. Конторович, Г.М. Парпарова, П.А. Трушков // Геология и геофизика. – 1967а. – № 2. – С. 16-29.
85. Конторович А.Э. Молекулы-биомаркеры в ископаемом органическом веществе и нафтидах докембрийских и фанерозойских пород Сибири / А.Э. Конторович, В.А. Каширцев, В.П. Данилова, Е.А. Костырева, Н.С. Ким, В.Н. Меленевский, В.И. Москвин, Т.М. Парфенова, И.Д. Тимошина, А.Н. Фомин, Е.А. Фурсенко. – СПб.: ВНИГРИ, 2009. – 108 с.
86. Конторович А.Э. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович, Н.М. Бабина, Л.И. Богородская, Б.Г. Винокур, Ю.Г. Зимин, М.М. Колганова, Л.Ф. Липницкая, А.Д. Луговцов, В.М. Мельникова, Г.М. Парпарова, Е.А. Рогозина, О.Ф. Стасова, П.А. Трушков, А.С. Фомичев. // Тр. СНИИГГиМС; сер. Нефт.геология. – Л., Недра, 1967б. Вып. №50. – 223 с.
87. Конторович А.Э. Нормальные алканы в нефтях венда и кембрия Сибирской платформы / А.Э. Конторович, Д.И. Дробот, Р.Н. Преснова // Геология нефти и газа. – 1974. – № 5. – С. 48-53.
88. Конторович А.Э. Основы количественной теории прогноза и поиска месторождений нефти и газа / А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нафтидов и битуминозных пород. – М.: Наука, 1976. – С. 63-75
89. 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.

90. Конторович А.Э. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / А.Э. Конторович, С.Ф. Бахтуров, А.К. Башарин, С.Ю. Беляев, Л.М. Бурштейн, А.А. Конторович, В.А. Кринин, А.И. Ларичев, Ли Году, В.Н. Меленевский, И.Д. Тимошина, Г.С. Фрадкин, А.В. Хоменко // Геология и геофизика. – 1999. – Т.40. – №11. – С. 1676–1693.
91. Конторович А.Э. Распределение стабильных изотопов углерода в седикахитах различной генетической природе / А.Э. Конторович, Л.И. Богородская, С.И. Голышев // Геология и геофизика. – 1985б. – № 7. – С. 3–11.
92. Конторович А.Э. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы / А.Э. Конторович, С.Ю. Беляев, А.А. Конторович, В.С. Старосельцев, М.М. Мандельбаум, А.В. Мигурский, С.А. Моисеев, А.Ф. Сафронов, В.С. Ситников, Ю.А. Филипцов, А.В. Хоменко, Ю.Г. Еремин, О.В. Быкова // Геология и геофизика – 2009 – том 50 – № 8 – С.851-862.
93. Конторович А.Э. Теория нефтидогенеза: количественная модель эволюции аквагенного органического вещества в катагенезе / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.Р. Лившиц // Геология и геофизика. – 2021. – Том 62. – № 8. – С.1026-1047.
94. Конторович А.Э. Углеводороды-биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) / А.Э. Конторович, К.Е. Петерс, Дж.М. Молдован, В.Е. Андруевич, Д.Дж. Демейсон, О.Ф. Стасова, Б.Дж. Хьюзинге // Геология и геофизика. – 1991. – № 10. – С. 3-34.
95. Конторович А.Э. Фенантрены, ароматические стераны и дибензтиофены 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. – Том 45. – №7. – С. 873-883.
96. Конторович В.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / В.А. Конторович, С.В. Рыжкова, Б.Н. Шурыгин, Л.Г. Ваку-

ленко, Е.А. Гайдебурова, В.П. Данилова, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, В.И. Москвин, П.А. Ян // Геология и геофизика. – 2013а. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.

97. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири / Е.А. Костырева. – Новосибирск: Изд-во СО РАН. Филиал "Гео", 2005. – 183 с.

98. Лебедев А.Т. Масс-спектрометрия в органической химии / А.Т. Лебедев. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2003. – 493 с.

99. Лено-Виллюйская нефтегазоносная провинция / Под ред. Г.С. Фрадкина. – Москва: Наука, 1969. – 277 с.

100. Лопатин Н.В. Геохимические предпосылки поисков нефти и газа в глубоко-залегающих юрских и триасовых отложениях Западной Сибири / Н.В. Лопатин, Т.П. Емец, О.И. Симоненкова, Ю.И. Галушкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1997. – №4. – С.2-16.

101. Лопатин Н.В. Пиролиз в нефтегазовой геохимии / Н.В. Лопатин, Т.П. Емец. – М., Наука, 1987. – 144 с.

102. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы / Под. ред. В.С. Суркова. – Недра, Москва, 1987 г. – 204 с.

103. Меленевский В.Н. Диагностика битумов ряда кериты-антраксолиты / В.Н. Меленевский, Т.К. Баженова // Природные битумы и тяжелые нефти: Сб. материалов Международной научно-практической конференции к 100-летию со дня рожд. В.А. Успенского. – СПб: Недра, 2006. – С.258-268.

104. Меленевский В.Н. Катагенетические преобразования органического вещества Виллюйской синеклизы / В.Н. Меленевский, И.Д. Полякова, Ю.Г. Гладкий // Геология нефти и газа. – 1989. – № 9. – С. 37-38.

105. Меленевский В.Н. Методические рекомендации по применению пиролитического метода в органической геохимии / В.Н. Меленевский. –Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1991. – 48 с.

106. Меленевский В.Н. Пиролитическая характеристика твердых битумов ряда кериты - антраксолиты / В.Н. Меленевский, Л.С. Борисова, И.Д. Тимошина // Геология нефти и газа. – 2008. – № 4. – С. 40 – 45.
107. Микуленко К.И. Особенности проявления неотектонических движений в зоне сочленения Вилюйской гемисинеклизы и Предверхоянского краевого прогиба / К. И. Микуленко, В. Б. Хмелевский // Новейш. тектоника Сиб. платформы и ее влияние на нефтегазоносность. – М., 1985. – С. 87-90
108. Михайлова Т.Е. Стратиграфия и корреляция верхнепермских отложений вилюйской гемисинеклизы на основе палинологических данных / Т.Е. Михайлова, Л.М. Фартунатова, Л.Г. Сандакова // Вестн. Сев.-Вост. федер. ун-та им. М.К. Аммосова. – 2011. – Т. 8. – № 1. – С. 48—54.
109. Мясникова Г.П. Некоторые геологические результаты сверхглубокого бурения в Западной Сибири / Г.П. Мясникова, Е.Е. Оксенюк // Нефть и газ. – 2012. – №3. – С. 13–19.
110. Неручев С.Г. Газообразование при катагенезе органического вещества осадочных пород / С.Г. Неручев. – Л.: Недра, 1983. – 64 с.
111. Неручев С.Г. К изучению главной фазы нефтеобразования. Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых / С.Г. Неручев. – М.: Наука, 1973. – С. 43-48.
112. Неручев С.Г. Катагенез рассеянного органического вещества пород и генерация нефти и газа в процессе погружения осадков / С.Г. Неручев // Докл. АН СССР. – 1970. – Т. 194. – № 5. – С. 1186-1189.
113. Неручев С.Г. Условия и балансовая сторона процесса нефтеобразования и закономерности распределение и состава органического вещества в осадочных бассейнах как основа прогноза нефтегазоносности / С.Г. Неручев, В.А. Успенский, А.И. Горская, Е.А. Горшков и др. // Сборник рефератов науч. трудов ВНИГРИ, законченных в 1969 г. – Л.: ВНИГРИ, 1970. – С. 39-40.
114. Нефтегазоносные бассейны и регионы сибиря: Лено-Вилюйский бассейн / Под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск, 1994. – 107 с.

115. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири / Под ред. А.Э. Конторовича. – М.: Недра, 1974. – 189 с.
116. Основные этапы геологического развития и перспективы нефтегазоносности Якутской АССР / Под ред. А.А. Трофимука, Н.В. Черского. – М.: Изд-во АН СССР, 1963. – 240с.
117. Перозио Г.Н. Закономерности катагенеза органического вещества и вмещающих пород / Г.Н. Перозио, И.Д. Полякова, Л.И. Богородская, Е.И. Соболева // Геология и геофизика. – 1981. – № 9. – С. 11-16.
118. Петров А.А. Углеводороды нефти / А.А. Петров. – М: Наука, 1984. – 264 с.
119. Петров Ал.А. Геохимическое значение стеранов. Научноприкладные аспекты геохимии нефти и газа / Ал.А. Петров. – М.: ИГИРГИ, 1991. – С. 21-30.
120. Пирсон Дж. С. Справочник по интерпретации данных каротажа / Дж. С. Пирсон. – М: Недра, 1966. – 413 с.
121. Погодаев А.В. Влияние режима аномально высокого пластового давления на условия формирования и сохранения залежей газа в верхнепермских отложениях Хапчагайского мегавала / А.В. Погодаев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т.13. – №4. – С. 1-19.
122. Подборонов Д.А. Краткое пособие по интерпретации основных методов геофизических исследований скважин и их сопоставление с зарубежными аналогами (ТНК-ВР) / Д.А. Подборонов, С.В. Тарасов. – Саратов: Департамент геологии и разработки «Саратовнефтегаз», 2005. – 43 с.
123. Полякова И.Д. Геохимические особенности образования и разрушения нефти на больших глубинах / И.Д. Полякова, Г.Ч. Борукаев // Геология нефти и газа. – 1999. – №3-4. – С. 34-39.
124. Полякова И.Д. Преобразование органического вещества угленосных отложений Виллюйской синеклизы на больших глубинах / И.Д. Полякова, Л.И. Богородская, Е.И. Соболева // Геохимия нефтегазоносных отложений Сибири, СНИИГ-ГиМС. – 1991. – С. 48-57.
125. Потонье Г. Сапропелиты / Г. Потонье. – Петроград: Типо-лит. Ред. спец. техн. и экон. изд. НКПС, 1920. – 212 с.

126. Прозорович Г.Э. Вопросы литологии нефтегазоносных отложений центральных и северных районов Западно-Сибирской низменности / Г.Э. Прозорович, О.А. Зарипов, З.Л. Валуженич. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1970. – 185 с.
127. Пушаровский Ю.М. О тектоническом строении Приверхоянского краевого прогиба / Ю.М. Пушаровский // Известия академии наук СССР. Серия Геологическая. – 1955. – №5. – С.34–53.
128. Пушаровский Ю.М. Приверхоянский краевой прогиб и мезозоиды Северо-Восточной Азии / Ю.М. Пушаровский. – М.: Изд-во АН СССР, 1960. – 236 с.
129. Радченко О.А. Закономерности изменения экстракционной характеристики каменных углей в процессе метаморфизма / О.А. Радченко. – Л.: Изд-во АН СССР, 1960. – С. 162-168.
130. Рогозина Е.А. О месте и условиях проявления главной фазы газообразования в процессе погружения осадков / Е.А. Рогозина, С.Г. Неручев, В.А. Успенский // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1974. – № 9. – С. 124-132.
131. Родионова К.Ф. Геохимия рассеянного органического вещества и нефтематеринские породы девонских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной области / К.Ф. Родионова. – М.: Недра, 1967. – 359 с.
132. Руководство по эксплуатации экспресс-анализатора на углерод АН-7529. – Гомель: Гомельский завод измерительных приборов. – 2001. – 62 с.
133. Сафонова Г.И. Реликтовые структуры в углеводородах нефтей различных стратиграфических подразделений / Г.И. Сафонова. – М.: Недра, 1980. – 260 с.
134. Сафронов А.Ф. Геология нефти и газа / А.Ф. Сафронов. Якутск: ЯФ СО РАН, 2000. – 166 с.
135. Сафронов А.Ф. Перспективы наращивания сырьевой базы нефтегазодобычи на территории РС (Я) / А.Ф. Сафронов // Наука и техника в Якутии. – 2009. – №2 (17). – С. 15-21.
136. Семенов В.П. Геотермические условия Вилюйской синеклизы / В.П. Семенов, М.Н. Железняк // Криосфера Земли. – 2013. – Т. XVII. – №4. – С. 3–10.
137. Соболев В.С. О метаморфизме рассеянного органического вещества палеозойских и мезозойских отложений восточной части Прикаспийской впадины в

связи с их нефтегазоносностью / В.С. Соболев, Г.М. Парпарова // Докл. АН СССР. – 1975. – Т. 221. – № 3. – С. 722-725.

138. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы: в 2-х томах. Том 1 / Под ред. Ю.Я. Шабанова. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016. – 497 с.

139. Тектоника Якутии / Под ред. Ю. Н. Трушков. – Новосибирск : Наука. Сиб. отд-ние, 1975. – 198 с.

140. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) / Под ред. Л.М. Парфенова, М.И. Кузьмина. – М.: МАИК “Наука/Интерпериодика”, 2001. – 571 с.

141. Тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы 1:2500000 / отв. Ред. Старосельцев В.С. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2006 (Ф).

142. Терцаги К. Строительная механика грунта на основе его физических свойств / К. Терцаги. — М., 1933. – 392 с.

143. Тиссо Б. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте. – М.: Мир, 1981. – 504 с.

144. Трофимук А.А. Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ / А.А. Трофимук, А.Э. Конторович // Геология и геофизика. – 1965. – Т. 6. – № 12. – С. 3–11.

145. Тюменская сверхглубокая скважина: (Интервал 0-7502 м). Результаты бурения и исслед. Совещ., 21-23 февр. 1995 г., Пермь: Сб. науч. докл. / Под ред. В. Б. Мазура. – Пермь: КамНИИКИГС, 1996. – 374 с.

146. Успенский В.А. К разработке генетической классификации рассеянного органического вещества. / В.А. Успенский, Ф.Б. Инденбом, А.С. Чернышева и др. // Вопросы образования нефти. Тр. ВНИГРИ. – Л.: Гостоптехиздат, 1958. – Вып. № 128. – С. 221-314.

147. Успенский В.А. Методы битуминологических исследований. задачи исследования и пути их разработки / В.А. Успенский, О.А. Радченко, А.И. Горская и др. – Л.: Недра, 1975. – 319 С.

148. Успенский В.А. Основы генетической классификации битумов / В.А. Успенский, О.А. Радченко, Е.А. Глебовская и др. – Л.: Недра, 1964. – 266 с.
149. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / А.Н. Фомин. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
150. Фрадкин Г.С. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности западной части Вилюйской синеклизы / Г.С. Фрадкин. – М.: Наука, 1967. – 204 с.
151. Фрадкин Г.С. Нефтегазоносность и перспективы освоения углеводородных ресурсов Якутии / Г.С. Фрадкин, С.А. Моисеев, А.Ф. Сафронов, В.С. Ситников // Геология нефти и газа. 2002. - № 6. - с. 2-15.
152. Фролов С.В. Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Вилюйского нефтегазоносного бассейна / С.В. Фролов, Е.Е. Карнюшина, Н.И. Коробова, Е.А. Бакай, Н.С. Курдина, О.В. Крылов, А.А. Тарасенко // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 13–30.
153. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа / Дж. Хант. – М: Мир, 1982. – 706 с.
154. Шатский Н.С. Основные черты тектоники Сибирской платформы / Н.С. Шатский // Бюллетень МОИП, отдела геологии. – 1932б. – Т. X. – № 3–4. – С.476-509.
155. Шатский Н.С. Проблемы нефтеносности Сибири / Н.С. Шатский. // Нефтяное хоз-во. – 1932а. – № 9.
156. Шиманский В.К. Выбор некоторых параметров генетической классификации нефтей по данным изучения особенностей углеводородного состава органического вещества пород / В.К. Шиманский, Н. Шапиро, В.Ф. Васильева и др. // В кн.: Генетическая классификация нефтей, газов и рассеянного органического вещества пород. – Л.: 1981. – С. 11-23.
157. Alexander R. Heating rate effects on aromatic maturity indicators / R. Alexander, M.G. Strachan, R.I. Kagi, W. Van Bronswijk // Org. Geochem. – 1986. – №10. – Pp. 997-1003.

158. Borisova L.S. The Origin of Asphaltenes and Main Trends in Evolution of Their Composition During Lithogenesis / L.S. Borisova // *Petroleum Chemistry*. – 2019. – T. 59. – № 10. – Pp. 1118-1123.
159. Borisova L.S., Fomin A.N. Transformation of Resin Asphaltene Components of Dispersed Organic Matter in the Meso- and Apocatagenesis Zone / L.S. Borisova, A.N. Fomin // *Petroleum Chemistry*. – 2020. – T. 60. – № 6. – Pp. 648-658.
160. Bray E.E. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds / E.E. Bray, E.D. Evans // *Geochim. Et Cosmochim. Acta*. – 1961. – V. 22. – Pp. 2-15.
161. Brocks J.J. The Rise of Algae in Cryogenian Oceans and the Emergence of Animals / J.J. Brocks, A.J.M. Jarrett, E. Sirantoine, C. Hallmann, Y. Hoshino, T. Liyanage // *Nature*. – 2017. – № 548. – Pp. 578–581.
162. Cassani F. Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin / F. Cassani, O. Gallango, S. Talukdar, C. Vallejos, U. Ehrmann // *Org. Geochem.* – 1988. – №13. – Pp. 73–80.
163. Connan J. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kero-gen at various maturation levels / J. Connan, A.M. Cassou // *Geochim. et Cosmochim. Acta*. – 1980. – V. 44. – Pp. 1-23.
164. Espitalié J. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Première partie / J. Espitalié, G. Deroo, F. Marquis // *Revue de l'Institut Français du Pétrole*. – 1985. – Vol.40. – №5. – Pp.563-579.
165. Espitalie J. Methode rapid de caracterisation des rocks meres, de leur potential petrolier et leur degre devolution / J. Espitalie, L. Laporte, M. Madec, F. Marquis, P. Leplat, J. Paulet, A. Boutefeu // *Revue de L'Institut Français du Pétrole*. – 1977. – №32. – Pp. 23-42
166. Kodner R.B. Sterols in red and green algae: quantification, phylogeny, and relevance for the interpretation of geologic steranes / R.B. Kodner, A. Pearson, R.E. Summons, A. H. Knoll // *Geobiology*. – 2008. – №6. – Pp. 411–20.
167. Peters K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis / K.E. Peters // *AAPG Bull.* – 1986. – V. 70. – Pp. 318-329.

168. Peters K.E. The Biomarker Guide II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. 2nd ed. Vol 2. / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – Cambridge: Cambridge University Press, 2005. – Pp 1156.
169. Philippi G.T. On the depth, time and mechanism of petroleum generation / G.T. Philippi // *Geochim. Et cosmochim. Acta.* – 1965. – Vol. 29. – №9.
170. Radke M. Aromatic components of coal: relation of distribution pattern to rank / M. Radke, H. Willsch, D. Leythaeuser, M. Teichmüller // *Geochim. Cosmochim. Acta.* – 1982b. – №46. – Pp. 1831–1848.
171. Radke M. Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter / M. Radke, D.H. Welte, H. Willsch // *Geochim. Cosmochim. Acta.* – 1982a. – №46. – Pp. 1–10.
172. Radke M. The MP Index (MPI): a maturity parameter based on aromatic hydrocarbons / M. Radke, D.H. Welte // *Advances in organic geochemistry, 1981: proceedings of the 10th International Meeting on Organic Geochemistry, University of Bergen, Norway, 14-18 September 1981.* – 1983. – Pp. 504–512.
173. Scalan R.S. An improved measure of odd-even predominance in the normal alkanes of sediment extracts and petroleum / R.S. Scalan, J.E. Smit // *Geochim. Et Cosmochim. Acta.* – 1970. – V. 34. – Pp. 611-620.
174. Sinninghe Damste J.S. Early diagenesis of bacteriohopanepolyol derivatives: Formation of fossil homohopanoids / J.S. Sinninghe Damste, A.C.T. van Duin, D. Hollander, M.E.L. Kohnen, J.W. de Leeuw // *Geochim. Cosmochim. Acta.* – 1995. – V. 59. – Pp. 5141-5147.
175. Sinninghe Damste J.S. Origin of organic sulfur compounds and sulfur containing high molecular weight substances in sediments and immature crude oils / J.S. Sinninghe Damste, I.C. Rijksstra, J.W. de Leeuw, P.A. Schenck // *Organic Geochemistry.* – 1988. – V. 13. – Pp. 593-606.
176. Szczerba M. Controls on distributions of methylphenanthrenes in sedimentary rock extracts: Critical evaluation of existing geochemical data from molecular modelling / M. Szczerba, M.J. Rospondek // *Org. Geochem.* – 2010. – №41. – Pp. 1297–1311.

177. Treibs A. Chlorophyll and hemin derivatives in bituminous rocks petroleum, coals and phosphate rocks / A. Treibs // Justus Lieb. Annal. Chem. – 1934. – Vol. 509. – Pp. 103-108.
178. Waples D.W. Biomarkers for geologists – a practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology / D.W. Waples, T. Machihara // AAPG Methods in explorations. – 1991. – №9.

СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА

- Рисунок 1 – Гипотетическая схема превращений компонент группового состава (по А.Ф. Добрянскому)
- Рисунок 2 – Функциональная схема экспресс-анализатора [Руководство по эксплуатации..., 2001]
- Рисунок 3 – Последовательность операций и пример записи данных, полученных с помощью пиролитического метода Эспиталье и др. применительно к поискам нефти [Тиссо, Вельте, 1981]
- Рисунок 4 – Хромато-масс-спектрометрическая система [Каширцев, 2001]
- Рисунок 5 – Структура хроматографической записи
- Рисунок 6 – Масс-спектр бензола
- Рисунок 7 – Общая схема преобразования керогена (по [Тиссо, Вельте, 1981]).
- Рисунок 8 – Структурная карта по подошве мезозоя [Губин, 2020]
- Рисунок 9 – Схема стратиграфии верхнепалеозойских отложений Виллюйской гемисинеклизы (по [Граусман и др., 1982])
- Рисунок 10 – Основные структуры Виллюйской гемисинеклизы (фрагмент [Тектоническая карта нефтегазоносных..., 2006 (Ф)])
- Рисунок 11 – Глубинный сейсмогеологический разрез центральной части Виллюйской гемисинеклизы по направлению с северо-запада на юго-восток [Губин, 2020]
- Рисунок 12 – Глубинный сейсмогеологический разрез осевой части Виллюйской гемисинеклизы по направлению с юго-запада на северо-восток [Губин, 2020]
- Рисунок 13 – Схема нефтегазогеологического районирования и распределения ресурсов углеводородов Лено-Виллюйской нефтегазоносной провинции [Фрадкин и др., 2002]
- Рисунок 14 – Строение Средневиллюйского месторождения Виллюйской НГО (взято из [Геологическое строение и..., 2003 (Ф)] по [Нефтегазоносные бассейны..., 1994])
- Рисунок 15 – Изменение отражательной способности витринита (R_{vt}^0) в верхнепалеозойских отложениях

Рисунок 16 – Изменение отражательной способности витринита (R°_{vt}) в верхнепалеозойских отложениях Вилу́йской гемисинеклизы [Каширцев и др., 2017]

Рисунок 17 – Возможное смещение уровня зрелости органического вещества по отражательной способности витринита (R°_{vt}) в скв. Средневилу́йская-27 по отношению к верхнепалеозойским отложениям Вилу́йской гемисинеклизы (по [Каширцев и др., 2017])

Рисунок 18 – Изменение температуры максимальной скорости выхода УВ (T_{max}) с глубиной (а) и с увеличением отражательной способности витринита (R°_{vt}) (б) в скв. Средневилу́йская-27

Рисунок 19 – Изменение остаточного генерационного потенциала (НГ) с глубиной (а) и с увеличением отражательной способности витринита (R°_{vt}) (б) в скв. Средневилу́йская-27

Рисунок 20 – Зависимость битумоидного коэффициента (β) от содержания органического углерода ($C_{орг}$) в породе

Рисунок 21 – Диаграмма эволюции органического вещества в координатах НГ- T_{max}

Рисунок 22 – Зависимость изменения пиролитического пика S_2 от содержания органического углерода ($C_{орг}$) в породах скв. Средневилу́йская-27

Рисунок 23 – Распределение изотопного состава органического углерода ($\delta^{13}C$) в породах верхнепалеозойского комплекса скв. Средневилу́йская-27

Рисунок 24 – Распределение изотопного состава органического углерода ($\delta^{13}C$) в породах верхнепалеозойского комплекса скв. Средневилу́йская-27 в сравнении с опубликованными данными по западной Сибири [Конторович и др., 1985]

Рисунок 25 – Изменение количества выхода хлороформенного битумоида ($b_{хл}$) и битумоидного коэффициента (β) с ростом катагенеза в скв. Средневилу́йская-27

Рисунок 26 – Зависимость изменения пиролитического пика S_1 от выхода хлороформенного битумоида ($b_{хл}$)

Рисунок 27 – Зависимость концентрации хлороформенного битумоида ($b_{хл}$, %) от содержания органического углерода ($C_{орг}$) в породе в скв. Средневилу́йская-27

Рисунок 28 – Тригонограмма изменения группового состава битумоидов

Рисунок 29 – Изменение отношения насыщенных углеводородов к ароматическим и группового состава битумоидов с ростом катагенеза в скв. Средневилюйская-27

Рисунок 30 – Распределение нормальных алканов на хроматограммах по общему ионному току (ТIC) и *n*-алкилбензолов по характерному масс-фрагменту (m/z 92)

Рисунок 31 – Биомаркерные показатели катагенеза органического вещества (+ отношение диа- и регулярных стеранов)

Рисунок 32 – Биомаркерные показатели генезиса и обстановок диагенеза органического вещества

Рисунок 33 – Распределение *n*-алканов на хроматограмме по общему ионному току (ТIC)

Рисунок 34 – Распределение терпановых УВ на масс-фрагментограмме по характерному фрагменту m/z 191 (расшифровка пиков см. Приложение 2)

Рисунок 35 – Распределение стерановых УВ на масс-фрагментограмме по характерному фрагменту m/z 217 (расшифровка пиков см. Приложение 2)

Рисунок 36 – Диаграмма Коннона-Кассоу для образцов мезо- и апокатагенеза верхнепалеозойских пород, вскрытых скв. Средневилюйская-27

Рисунок 37 – Изменение соотношения относительных содержаний *n*-алкана C_{19} к сумме *n*-алканов C_{20-31} с ростом катагенеза

Рисунок 38 – Распределение стерановых углеводородов C_{27} - C_{28} - C_{29} в мезо- и апокатагенезе на тригонограммах в скв. Средневилюйская-27

Рисунок 39 – Изменение отношения прегнанов к стеранам с ростом катагенеза в скв. Средневилюйская-27

Рисунок 40 – Зависимость относительных содержаний фенантронов (P), моноароматических (MAS) и триароматических (TAS) стероидов и дибензтиофенов (DBT) на сумму рассматриваемых ароматических соединений от отражательной способности витринита (R_{vt}^o , %)

Рисунок 41 – Зависимости (А) относительных содержаний *n*-алкилбензолов (NAB) на сумму рассматриваемых ароматических соединений от отражательной способности витринита (R_{vt}^o , %) и (Б) изменения содержаний фенантронов (P) от *n*-алкилбензолов (NAB)

Рисунок 42 – Зависимости соотношения триароматических стероидов (ТА(I)/ТА(I+II)) и моно- и триароматических стероидов (ТА/(МА+ТА)) от отражательной способности витринита (R°_{vt} , %)

Рисунок 43 – Масс-фрагментограммы фенантрена (m/z 178) и его метил-замещенных гомологов (m/z 192) в мезо- (слева) и апокатагенезе (справа)

Рисунок 44 – Зависимости изменения фенантреновых показателей зрелости от отражательной способности витринита (R°_{vt} , %)

Рисунок 45 – Зависимость отношения фенантрена и его метилзамещенных производных MPI-1 от отражательной способности витринита (R°_{vt} , %) в зоне мезокатагенеза по данным различных авторов (по [Szczerba, Rospondek, 2010])

Рисунок 46 – Построение моделей зависимости отражательной способности витринита (R°_{vt} , %) от фенантреновых индексов МФИ [Петров, 1984] и PP-1 [Alexander et al., 1986]

Рисунок 47 – Сравнение фактических замеров отражательной способности витринита (R°_{vt} , %) с расчетными по фенантреновым индексам ($R^{\circ}_{(PP-1)}$ и $R^{\circ}_{(МФИ)}$)

Рисунок 48 – Набор УВ из порового пространства асфальтенов в глубокопогруженных горизонтах верхнепалеозойского комплекса Вилюйской гемисинеклизы

Рисунок 49 – История погружения осадочного комплекса в скважине Средневиллюйская-27 и зона существования окклюдивов

Рисунок 50 – История погружения осадочного комплекса в скважине Тюменская СГ-6 и зона существования окклюдивов

Рисунок 51 – Температурные зоны закрытия (~ 90 °С), транзита и открытия (~ 200 °С) порового пространства в структуре асфальтенов (данные по незрелой части взяты по [Каширцев, 2018])

Рисунок 52 – Соотношение пород в свитах, выбранных в качестве материнских для моделирования процессов нефтидогенеза в скв. Средневиллюйская-27 (на основании интерпретации данных ГИС)

Рисунок 53 – Изменение отражательной способности витринита (R°_{vt} , %) в исследуемом интервале с увеличением глубины

Рисунок 54 – Генерация углеводородов в верхнепермских отложениях скважины Средневилюйская-27

Рисунок 55 – Сопоставление фактических и расчетных значений отражательной способности витринита в скважине Тюменская СГ-6

СПИСОК ТАБЛИЦ

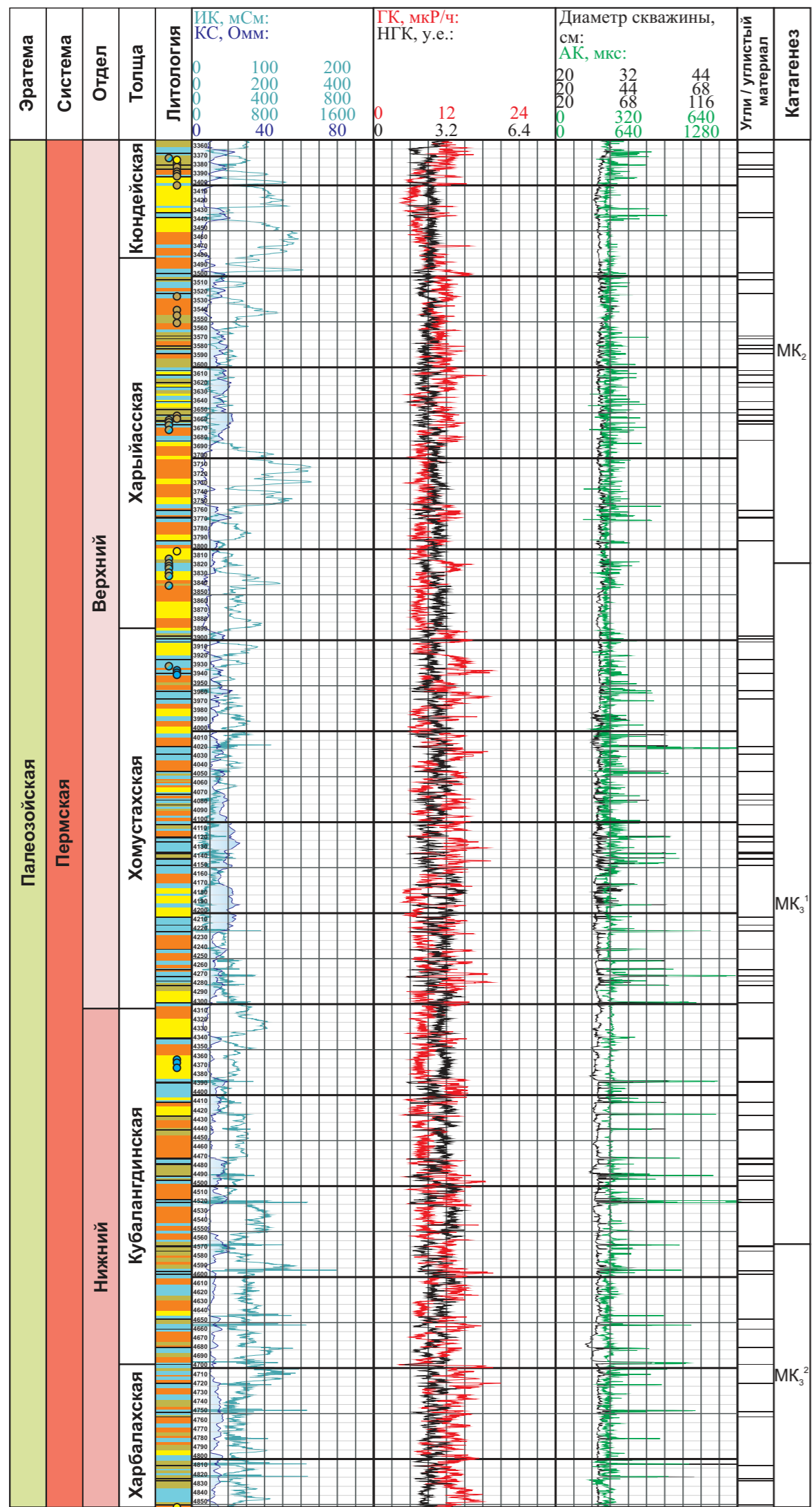
- Таблица 1 – Основной набор параметров, получаемый пиролитическим методом варианта Rock-Eval
- Таблица 2 – Сравнительная характеристика нефтематеринских отложений по содержанию $C_{орг}$ в породе и пиролитическим характеристикам ОВ [Лопатин и др., 1997]
- Таблица 3 – Обозначения градаций катагенеза, применяемые российскими исследователями
- Таблица 4 – Палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита [Аммосов и др., 1971]
- Таблица 5 – Набор факторов и контролирующих их параметров, необходимых для моделирования процессов генерации УВ
- Таблица 6 – Отметки кровли и подошвы свит перми и карбона, вскрытых в сверхглубокой скважине Средневиллюйская-27 (с перекрывающими триасовыми отложениями) (по [Голубева и др., 1980; Граусман, Жерновский, 1986])
- Таблица 7 – Описание керна юрэнской толщи.
- Таблица 8 – Описание керна юнкюрской толщи
- Таблица 9 – Описание керна чочосской толщи
- Таблица 10 – Описание керна харбалахской толщи
- Таблица 11 – Описание керна кубалангдинской толщи
- Таблица 12 – Описание керна хомустахской толщи
- Таблица 13 – Описание керна харыйасской толщи
- Таблица 14 – Описание керна кюндейской толщи
- Таблица 15 – Размещение нефтегазоносных комплексов и продуктивных горизонтов в разрезе Виллюйской нефтегазоносной области (взято из [Геологическое строение и ..., 2003 (Ф)] по [Геология нефти..., 1981])
- Таблица 16 – Сравнение градаций катагенеза в исследуемых отложениях, определенных углепетрографическими и пиролитическими методами

Таблица 17 – Распределение генетического потенциала и индекса продуктивности в исследуемых толщах

Таблица 18 – Распределение органического углерода ($C_{\text{орг}}$, %) в породах верхнепалеозойского комплекса вскрытых скв. Средневиллюйская-27

Таблица 19 – Биомаркерные показатели в толщах верхнепалеозойского комплекса

Таблица 20 – Уравнения расчета отражательной способности витринита (R°_{vt} , %) на основании изменении фенантреновых соотношений



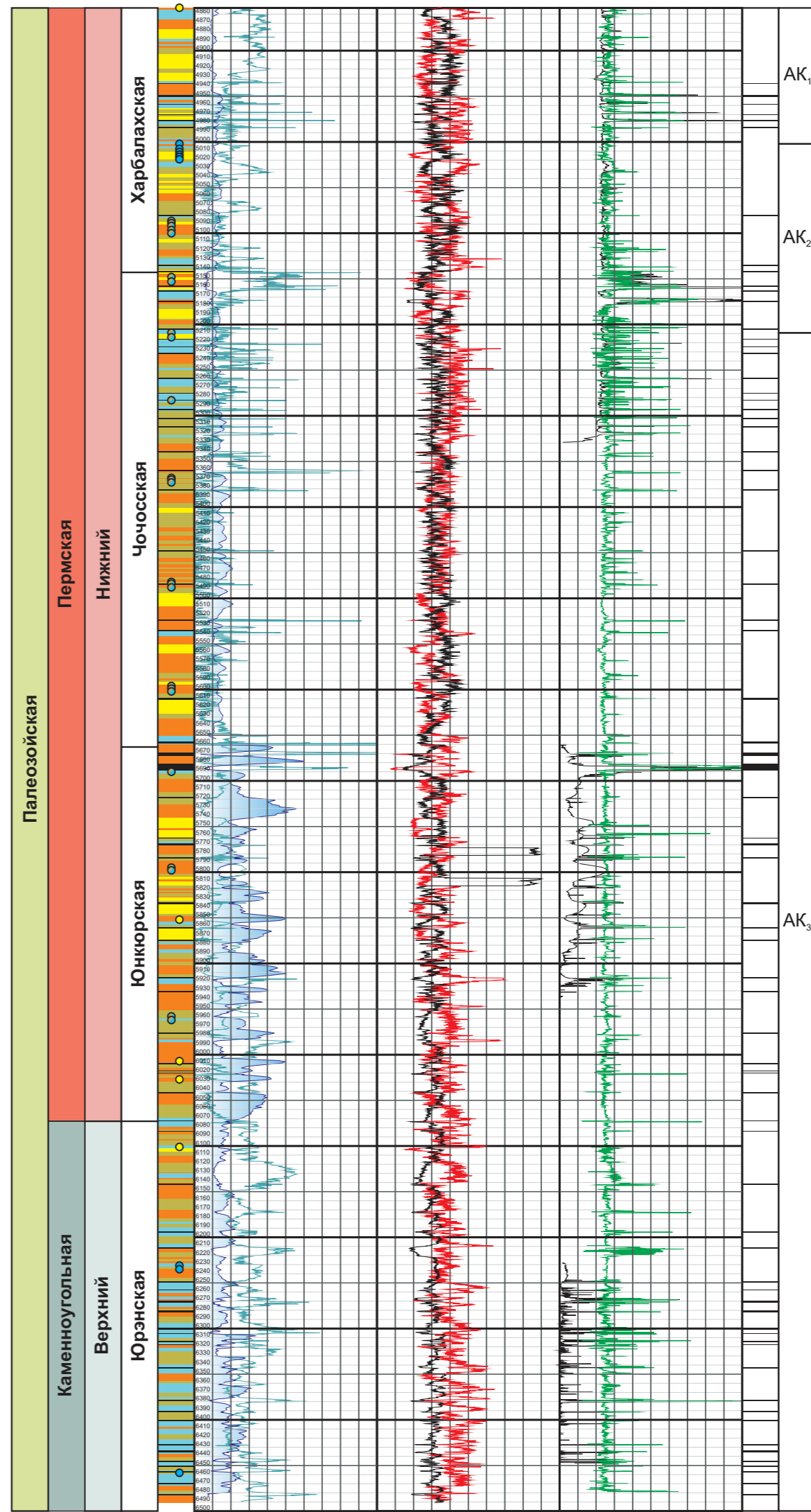
Приложение 1.
Разрез пермской и
верхнекаменноугольной
систем по данным ГИС в
скв. Средневилуйская-27

ЛИТОЛОГИЯ:

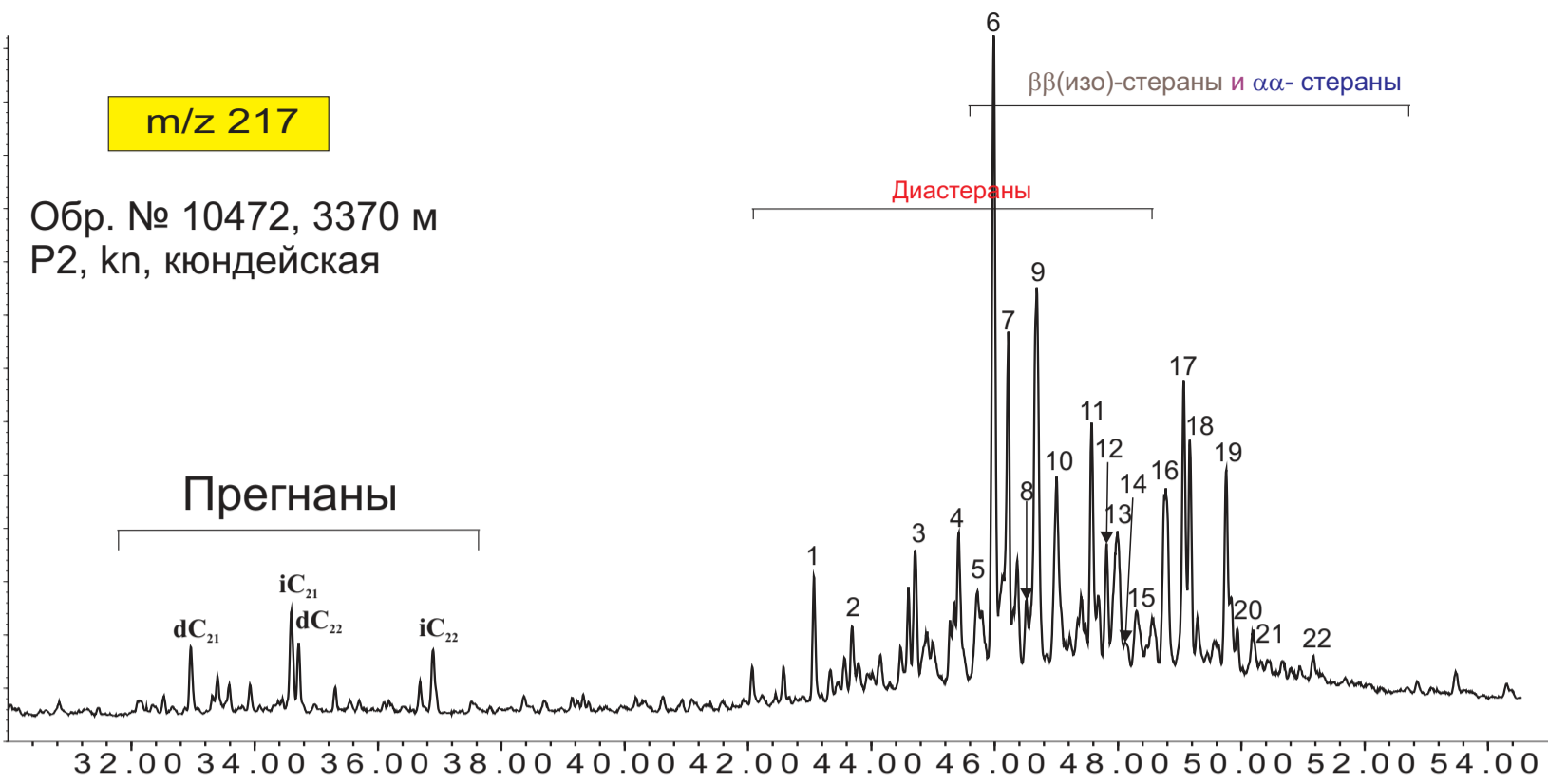
- Песчаник
- Переслаивание
песчаников и глин
- Алевролит
- Аргиллит
- Уголь

ТОЧКИ ОТБОРА
ОБРАЗЦОВ:

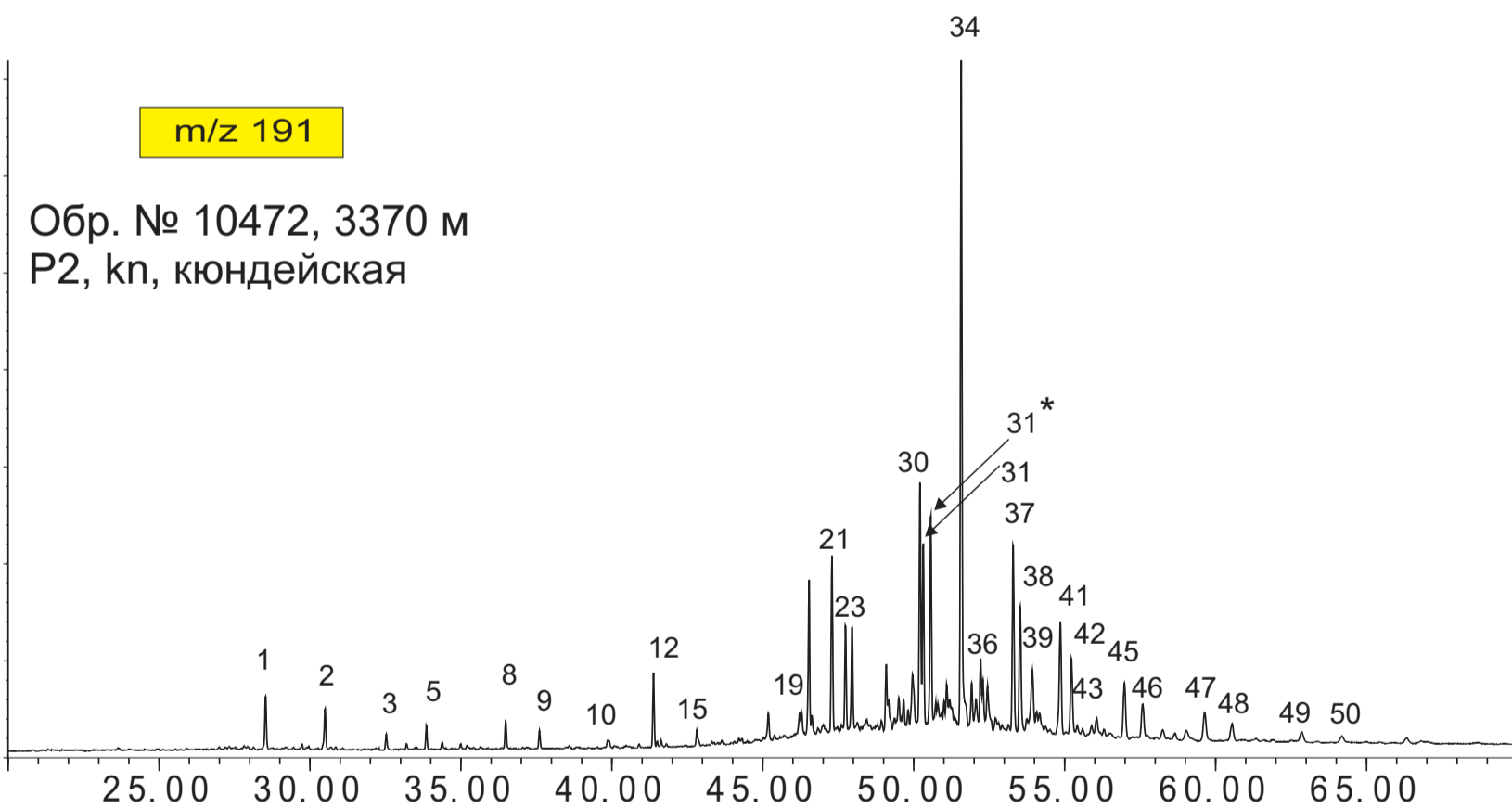
- Песчаник
- Алевролит
- Алевроаргиллит
- Аргиллит



AK₁
AK₂
AK₃



№ пика	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Число атомов С в молекуле	27	27	28	28	27	27+ 29	27	27	29	30	28	28	28	30	28	29	29	29	29	30	30	30
Название	13β,17α-диахолестан 20S	13β,17α-диахолестан 20R	13β,17α-диаэргостан 20S (24S+24R)	13β,17α-диаэргостан 20R (24S+24R)	5α-,14α,17α-холестан 20S	5α-,14β,17β-холестан 20R+ 13β,17α-диастигмастан 20S	5α-,14β,17β-холестан 20S	5α-,14α,17α-холестан 20R	13β,17α-диастигмастан 20R	13β,17α-диа-24-н-пропилхолестан 20S	5α-,14α,17α-эргостан 20S	5α-,14β,17β-эргостан 20R	5α-,14β,17β-эргостан 20S	13β,17α-диа-24-н-пропилхолестан 20R	5α-,14α,17α-эргостан 20R	5α-,14α,17α-стигмастан 20S	5α-,14β,17β-стигмастан 20R	5α-,14β,17β-стигмастан 20S	5α-,14α,17α-стигмастан 20R	5α,14α,17α-24-н-пропилхолестан 20S	5α,14β,17β-24-н-пропилхолестан 20R+20S	5α,14α,17α-24-н-пропилхолестан 20R



Группы терпанов	Пентациклические терпаны																								
	Голаны и норгопаны							Гомогопаны															Моретаны		
№ пика	21	23	27	30	31	31 ¹	33	34	35	37	38	39	41	42	45	46	47	48	49	50	32	36	40	44	43
Число атомов С в молекуле	27	27	28	29	29	30	30	30	31	31	31	30	32	32	33	33	34	34	35	35	29	30	31	32	32
Название	18α,21β-22,29,30-триэриорнеоголан, Ts	17α,21β-22,29,30-триэриорнеоголан, Tm	17α,21β-28,30-биснорголан	17α,21β-30-норголан (адиантан)	18α-30-норнеоголан	диоголан	18α-олеанан	17α,21β-голан	3α-метилголан	17α,21β-30-гомоголан 22S	17α,21β-30-гомоголан 22R	гаммацеран	17α,21β-30,31-бисгомоголан 22S	17α,21β-30,31-бисгомоголан 22R	17α,21β-30,31,32-тригомоголан 22S	17α,21β-30,31,32-тригомоголан 22R	17α,21β-30,31,32,33-тетракигомоголан 22S	17α,21β-30,31,32,33-тетракигомоголан 22R	17α,21β-30,31,32,33,34-пентакигомоголан 22S	17α,21β-30,31,32,33,34-пентакигомоголан 22R	17β,21α-30-норморетан	17β,21α-моретан	17β,21α-30-гомоморетан 22S+22R	17β,21α-30,31-бисгомоморетан 22R	17β,21α-30,31-бисгомоморетан 22S

Группы терпанов	Три- и тетрациклические терпаны																									
	Трицикланы (хейлантаны)																			Тетрацикланы						
№ пика	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13	14	15	17	18	19	20	24	26	28	29	12	16	22	25
Число атомов С в молекуле	19	20	21	21	21	22	22	23	24	25	25	26	26	27	28	28	29	29	30	30	31	31	24	25	26	27