

1) к 79-4
124

МОСКОВСКИЙ ОРДЕНА ЛЕНИНА И ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ им. М.В.ЛОМОНОСОВА

Геологический факультет

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

На правах рукописи

РУЧНОВ Валерий Иванович

КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТЕПЕНИ
КАТАГЕНЕЗА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ
ДЛЯ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
(на примере Азово-Кубанского бассейна)

Специальность 04.00.17 – геология, поиски и
разведка нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель – член-корреспондент
АН СССР, профессор
Николай Брониславович ВАССОЕВИЧ

K 226254

Москва – 1978 г.

О Г Л А В Л Е Н И Е

	Стр.
Введение	3-7
Глава I. Обзор современных представлений по теме исследования	8-28
Глава II. Разработка технико-методических основ комплекса унифицированных количественных оптических микрометодов определения степени катагенеза и типа ОВ пород	29-61
Глава III. Усовершенствование методики определения степени катагенеза органического вещества по отражательной способности витринита	62-82
Глава IV. Разработка универсальной методики определения степени катагенеза органического вещества от докембрийских до кайнозойских (по оптическим свойствам спорополенина)	83-118
Глава V. Метод "суммарного теплового импульса"	119-135
Глава VI. Историко-генетический геолого-геохимический прогноз нефтегазоносности Азово-Кубанского бассейна	136-196
Заключение	197-199
Литература	200-217

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная промышленность - одна из ведущих отраслей тяжелой индустрии, являющаяся основой построения материально-технической базы коммунизма. Десятым пятилетним планом развития народного хозяйства страны намечено довести добычу нефти к 1980 г. до 620 - 640 млн. тонн и Газа - до 400 - 435 млрд.м³.

Необходимое для решения этих задач повышение результативности геолого-разведочных и поисковых работ на нефть и газ на основе применения новейших достижений осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа в значительной мере определяется достоверностью информации о развитии в пространстве и времени катагенетических процессов, ведущих к нефтегазообразованию в осадочных бассейнах. Однако, основные количественные методы определения степени катагенеза органического вещества (ОВ), основанные на измерении оптических свойств локальных участков ОВ пород под микроскопом и на изучении геотермической эволюции отложений, отличаются недостаточной точностью и имеют ограниченное применение.

В настоящее время, особенно в связи с ориентацией во многих осадочных бассейнах поисков нефти и газа в акватории и на большие глубины, повышение качества и эффективности определений степени катагенеза ОВ становится весьма актуальным и с экономических позиций.

Решение этих вопросов имеет первостепенное значение для уточнения перспектив нефтегазоносности и направлений глубокого бурения в старейших нефтегазодобывающих бассейнах, в том числе Азово-Кубанском.

Таким образом, основной целью настоящей работы явилась разработка рационального комплекса количественных методов определе-

ния степени катагенеза органического вещества и их применения на примере Азово-Кубанского бассейна для оценки перспектив нефтегазоносности с позиций осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа.

Основные задачи исследования включали:

1) разработку комплекса унифицированных, экспрессных, массовых оптических микрометодов определения степени катагенеза ОБ керн глубоких скважин на основе анализа существующих методов и применения современной серийной отечественной аппаратуры.

2) разработку количественного метода "суммарного теплового импульса" (СТИ) для определения пространственно-временного положения катагенетических процессов нефтегазообразования на основе "температурно-временного показателя" (Н.В.Лопатин, 1971).

3) разработку применения методов на примере Азово-Кубанского бассейна для: а) установления нижних границ нефте- и газоносности; б) оценки потенциальных ресурсов отдельно жидких и газовых углеводородов (УВ); в) прогноза продуктивности ловушек и фазового состава УВ флюидов на основе историко-генетического геолого-геохимического анализа нефтегазообразования и нефтегазонакопления в осадочном бассейне и современных представлений об интенсивности генерации УВ.

В результате проведенных исследований: 1) разработан рациональный, унифицированный комплекс микроскопических и микрофотометрических методов определения степени катагенеза ОБ, защищенный авторским свидетельством на изобретение и базирующийся на современной серийной отечественной аппаратуре; 2) унифицирована, доведена до уровня микроанализа методика измерения отражательной способности (ОС) витринита, обеспечивающая преемственность и единство существующей шкалы; 3) разработана и апробирована

универсальная, унифицированная микрометодика определения степени катагенеза ОВ для отложений от докембрийских до современных на основании измерения параметра абсорбции микрофитофоссилий, а также шкала, сопоставленная со шкалой ОС витринита; впервые показана эффективность метода для отложений позднего протерозоя и мезозой-кайнозоя ряда регионов; 4) предложен практический вариант метода "суммарного теплового импульса"; 5) на примере Азово-Кубанского бассейна с использованием разработанных методов детализированы историко-генетические схемы отдельной оценки потенциальных ресурсов жидких и газовых углеводородов (УВ), прогноза продуктивности ловушек и фазового состава залежей УВ. Применение разработанного комплекса приемов позволяет повысить достоверность историко-генетической оценки потенциальных ресурсов отдельно жидких и газовых УВ в осадочных бассейнах, а также историко-генетического прогноза продуктивности ловушек и фазового состава залежей, что способствует быстрому и экономически эффективному выявлению новых нефтяных и газовых месторождений, повышению коэффициента удачи глубокого бурения.

При участии автора в исследованиях КраснодарНИПИнефть составлена "Схема размещения геологоразведочных работ на нефть и газ в Краснодарском крае" до 1980 г. Реализация результатов исследования в объединении "Краснодирнефтегаз" со значительным экономическим эффектом способствовала открытию крупного нефтегазоконденсатного Кузнецкого месторождения. Методы и аппаратура внедрены во ВНИИЯГТе в качестве рацпредложений автора и используются в комплексе прямых геохимических методов поиска нефти и газа.

Основные положения диссертации доложены в г.Москве на Всесоюзных семинарах: "Теоретическое и практическое значение усло-

вий образования и накопления нефти и газа в осадочных бассейнах", 1974 г., "Органическое вещество в современных и ископаемых осадках", 1976 г., "Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики", 1977 г., "Осадочные формации и их нефтегазоносность", 1978 г., VIII Международном конгрессе по органической геохимии, 1977 г. По теме диссертации опубликовано более 15 работ и получено авторское свидетельство на изобретение.

В основу работы положены материалы и результаты исследований автора по проблеме, участвовавшего в полевых работах кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в Азово-Кубанском бассейне (1970, 1971 гг.) тематических исследованиях лаборатории углеводородных газов ВНИИЯГТ (с 1973 г.), КраснодарНИИНефть. Автором был просмотрен, отобран и исследован керновый материал по более чем 60 глубоким скважинам Западного Предкавказья и других регионов, убедивший в ограниченном распространении и весьма малых размерах включений витринита в осадочных породах и заставивший совершенствовать методику измерения ОС витринита и искать другие эффективные способы определения степени катагенеза нефтематеринских отложений.

При отработке методик проведено около 10000 измерений абсорбции микрофитофоссилий в более чем 400 палинологических препаратах из позднепротерозойских, мезозой-кайнозойских отложений, около 5000 измерений ОС витринита и флуоресценции липтинитов и альгинитов углей, горючих сланцев, ОБ пород. Обобщены опубликованные и фондовые данные по геологии, геотермии, нефтегазоносности, геохимии ОБ (около 400 химико-битуминологических анализов) Азово-Кубанского бассейна, проведены исследования состава УВГ закрытых пор пород (120 обр.), изучено около 300 шлифов, аншлифов, палинологических препаратов, составлены простран-

ственно-временные модели катагенеза и нефтегазообразования (по разрезу 30 скв.) в осадочных формациях бассейна. Решению многих вопросов способствовал опыт работы автора в области радиооптического приборостроения, методов исследования, метрологии во ВНИИ физикотехнических и радиотехнических измерений ГОССТАНДАРТА СССР (с 1965 по 1973 г.), контакты с ЛОМО, ГОИ, ИГЕМ, участие в межведомственных испытаниях по подготовке к серийному производству новых микрофотометрических устройств.

Автор выражает искреннюю признательность научному руководителю работы член-корреспонденту АН СССР Н.Б.Вассоевичу за постоянное внимание и ценные указания. Во время проведения работы автор пользовался поддержкой и содействием со стороны зав. геохимическим отделом ВНИИЯГТ к.г.м.н. Н.В.Лопатина и зав. лабораторией проф. И.С.Старобинца, старших научных сотрудников: Т.П.Емец (ВНИИЯГТ), Л.В.Ровниной (ИГиРГИ), зав. лабораториями Кр.НИПИнефть А.И.Дьяконова, В.С.Котова, В.Л.Егояна, С.Б.Смирновой (МГУ), Л.А.Римша и А.П.Агулова (Кр.НИПИнефть), А.И.Гинзбург (ВСЕГЕИ), Г.М.Парпаровой и В.А.Рудавской (ВНИГРИ), В.Н.Матвеевко, В.Е.Клейнбока, Л.С.Агроскина, Г.В.Папаяна, Ю.А.Черкасова (ВИМС), Л.Н.Вяльсова (ИГЕМ), А.И.Лапшина (ВНИИФТРИ).

Полезные советы и замечания были получены в процессе работы над диссертацией от профессоров И.В.Высоцкого, А.К.Матвеева, В.Б.Оленина, доцентов А.Н.Гусевой, Ю.Р.Мазора, Б.А.Соколова, ст.н.с. Ю.И.Корчагиной и И.Е.Леймана.

"... Положение о стадийности нефтеобразования является одним из наиболее крупных достижений теории происхождения нефти ..."

А.А.Трофимук, А.Э.Конторович,
В.С.Вышемирский, 1973.

"... На всех этапах развития естественных наук успехи методов исследования играли первостепенную роль, раскрывая новые горизонты..., позволяя работать в новых масштабах пространства и времени".

А.Е.Ферсман, 1959.

ГЛАВА I. ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ ПО ТЕМЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Одним из наиболее важных положений осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа (Н.Б.Вассоевич, 1967) является учение о полистадийности нефтегазообразования (Н.Б.Вассоевич, 1954, 1967, 1974, 1977, Н.Б.Вассоевич и др. 1969, В.А.Сokolov, 1948, 1971, А.Л.Козлов, 1950, 1959, 1975, 1977, А.Э.Конторович, 1967, С.Г.Неручев, 1973, 1977, А.М.Акрамходжаев, 1973) и нефтегазонакопления, органически связанное с катагенетической эволюцией осадочно-породных бассейнов (ОПБ), происходящей при длительном устойчивом прогибании. Поэтому нефть без преувеличения можно назвать детищем литогенеза, а осадочно-породный бассейн (ОПБ) ее родиной, как было показано И.О.Бродом (Н.Б.Вассоевич, 1971).

ОПБ в зависимости от тектонической принадлежности и палеогеографических условий накопления слагаются определенным набором мощных линз седиментитов-осадочных формаций (геогенераций),

содержащих органическое вещество (ОВ) и обладающих нефтегазо-материнским потенциалом. На ранних стадиях существования осадка, в зоне диагенеза за счет микробимального расщепления ОВ генерируется значительное количество метана, образование скоплений которого явление исключительно редкое и связано с криолитозонной (Ю.Ф.Макагон, А.А.Трофимук и др. 1973). Ф.А.Алексеев с соавторами (1973, 1976) полагают, что зона биохимического метанообразования (с δC^{13} от 5,5 до 9,5%) распространяется до глубины от 0,8 до 1,0 км и приводят аргументы, свидетельствующие о формировании залежей этой генерации. При погружении отложений на глубину от 1,0 до 2,0 км и достижении стадии протокатагенеза процессы биохимического преобразования затухают и в результате термолиза и/или термokatализа осуществляется генерация раннекатагенетического метана с δC^{13} от 5,5 до 6,5%. Формирование залежей газа этой генерации происходит при наличии надежных флюидоупоров и благоприятных гидрогеологических условий.

При дальнейшем погружении ОПБ геотформации попадают в главную зону нефтеобразования (ГЗН). В ОПБ возникает постепенно расширяющийся очаг нефтеобразования, в котором под влиянием термобарических условий мезокатагенеза (градации МК₁-МК₃) осуществляется главная фаза генерации нефти (ГФН), и, при равномерном чередовании глинистых и песчаных пластов происходит воднотранспортная главная фаза эмиграции нефти (ГФЭН) в коллекторы, т.е. в полном виде осуществляется ГФН (Н.Б.Вассоевич, 1976). ГФЭН задерживается или весьма незначительна в случае отсутствия или отдаленности коллекторов (Н.Б.Вассоевич и др., 1973, Ю.И.Корчагина, 1973, С.Н.Белецкая и др., 1971). А.А.Геодекян, В.Я.Троцюк и др. (1972), изучавшие условия прохождения

ГФН в отложениях, находящихся в различных обстановках Мирового океана пришли к выводу о необходимости выделения оптимальной зоны нефтеобразования, в которой ГФН и ГФЭН совпадают во времени и в пространстве. В ловушках, расположенных в очаге нефтегенерации или в его краевых частях при благоприятных условиях формируются залежи нефти.

При погружении отложений на значительные глубины в зону повышенных температур в диапазоне градаций катагенеза МК₄-АК₁ осуществляется (по С.Г.Неручеву, А.М.Акрамходжаеву, Г.М.Прозоровичу) главная фаза газообразования (ГФГ) в течение которой происходит интенсивная газотранспортная миграция неэмигрировавших в ГФН и незначительно образовавшихся в ГФГ жидких углеводородов (УВ) даже из малопроницаемых пород. В ловушках главной зоны газообразования (ГЗГ) формируются газоконденсатные и газовые залежи. За счет вертикальной и латеральной миграции газовых и в меньшей мере жидких УВ из ГЗГ в ловушках, находящихся в менее погруженной ГЗН происходит переформирование нефтяных залежей в газоконденсатные и нефтегазовые, а на небольших глубинах в зоне протокатагенеза возможно формирование нефтяных, газоконденсатных и газовых залежей. Явление переформирования залежей нефти обусловлено дифференциальным улавливанием при пластовой миграции, при котором газовые УВ вытесняют нефть, расположенную в нижней части путей миграции (В.П.Савченко, 1958, А.Л.Козлов, 1959, С.П.Максимов, 1964). При этом происходит струйная миграция УВ (А.Л.Козлов, В.П.Савченко).

В глубокопогруженных формациях в зоне высоких температур на стадии апокатагенеза (градации АК₂-АК₃) за счет термоллиза и/или термокатализа остаточного ОВ пород и деструкции нефти образуется метан с изотопно-тяжелым углеродом. К рубежу АК₃/

/AK₄ генерация метана постепенно прекращается и сменяется кислыми газами - H₂, CO₂, N₂, H₂S (А.Л.Козлов, 1977).

Сохранность залежей УВ тем выше, чем позже осуществились ГФН и ГФГ, и, чем раньше сформировались ловушки (правило Вассовича-Соколова).

Представления о стадийности нефтеобразования позволили Н.Б.Вассоевичу (1976) сформулировать понятие о возрасте нефти, имеющее непосредственное поисковое значение, т.к. зная время происхождения ГФН и возраст формирования ловушек можно с достаточной уверенностью судить об их заполнении УВ флюидами.

Вертикальная зональность распределения УВ в разрезе осадочной оболочки Земли разрабатывалась И.В.Высоцким (1967, 1971), И.В.Высоцким и В.Б.Олениным (1964).

А.Л.Козлов (1975), кроме общеизвестной нижней зоны газоконденсатообразования, располагающейся ниже ГЗН, выделил верхнюю (над ГЗН) зону образования газоконденсатов на глубине 1,5-3 км. И.С.Старобинец (1974), И.С.Старобинец и В.А.Чахмахчев (1977) различают первичные газоконденсатные системы, формирующиеся на значительных глубинах за счет катагенеза ОВ, и, вторичные, - за счет фазовой дифференциации газоконденсатных систем при миграции.

По вопросу значимости и масштабов процесса генерации УВ газов (УВГ) существует несколько мнений. По расчетам В.А.Успенского (1954) масштабы генерации УВГ снижаются от градаций ПК к АК₃₋₄. В.П.Козлов и Л.В.Токарев (1961) выделяли один максимум генерации метана на границе ПК₃-МК₁, а второй - на апокатагенезе.

В 1973 г. В.П.Строганов на основании переинтерпретации данных В.А.Успенского выделил для гумусового ОВ единственный

ранний максимум генерации на градациях ДГ, ПК и МК_I, который назвал главной фазой газообразования (ГФГ).

Одновременно С.Г.Неручев (1973) выделил ГФГ для сапропелевого ОВ, которая начинается после ГФН на глубинах от 3,6 до 5 км и приурочена к градациям катагенеза МК₃-АК_I. А.М.Акрамходжаев (1973) и Г.Э.Прозорович также выделяют ГФГ. Н.Бостик и Н.В.Лопатин (1973), Г.Кульбицкий (1973), А.Э.Конторович, Изосимова А.Н., П.А.Трушков (1973) разрабатывают схему зональности генерации УВГ основанную на существовании двух максимумов генерации УВГ, которые А.Э.Конторович (1976) предлагает называть протораннемезокатагенную и позднемезоапкатагенную. В настоящей работе понятие ГФГ принимается в понимании С.Г.Неручева.

Наступление ГФН и ГФГ, качество и количество образующихся УВ зависит от фациально-генетического типа ОВ и условий его преобразования в седименто- и диагенезе. Н.Б.Вассоевич и др. (1974) в составе фоссилизированного ОВ -седикахитов (СК) выделяют три основные группы: арконовую - СК_{ар}, характеризующуюся наличием конденсированных ареновых структур, свойственных "гумусовому" ОВ (лигнин-целлюлозные инфрамoleкулы); липоидиновую или алициновую - СК_{ал}, в составе которой преобладают алифатические и/или алициклические структуры, характерные для "сапропелевого" ОВ (протеин-миллоидиновые или полимерлипоидиновые исходные биоинфрамoleкулы); амикагиновую - СК_{ам}, - новообразования на основе углеводов и белков, сходных с меланоидами.

Наибольший нефтематеринский потенциал (П_{нм}) - у алицинового (сапропелевого) ОВ (СК_{ал}), свойственный мацералам альгиниту (первоисточник - планктон) и липтиниту (исходный материал - споры, пыльца, кутикула, резинит и др.), наименьший - у арко-

нового ОВ ($СК_{ар}$), характерный для витринита (первоисточник — гелефицированные лигнин-целлюлозные ткани), нулевой потенциал — у глубокоокисленных инертинитов (фюзинитов). Количественный подсчет содержания мацералов ОВ микроскопическими методами позволяет ориентировочно судить о Π_{EM} , а более точно — вместе с данными элементного состава ОВ (по отношению Н/С, предложенным Н.Б.Вассоевичем и И.Е.Лейдманом, 1977, комплексным коэффициентам).

О.А.Радченко (1969) обратила внимание на совпадение основного периода нефтеобразования (т.е. ГФН) со скачком углефикации сапропелевого ОВ. Ею показано, что "сапропелевое" ОВ углей и горючих сланцев в результате углефикационного скачка, приходящегося на градацию $МК_3$ в основной массе переходит в летучие продукты. После скачка углефикации диагностика различных типов СК затруднена в связи со сближением их свойств.

Е.А.Рогозиной (1967) было показано, что "гумусовое" ОВ генерирует в основном метан, а "сапропелевое" — метан и в преобладающем количестве его гомологи, а также жидкие УВ. А.И.Шапиро (1977) установила, что низкокипящие УВ свойственны ОВ "сапропелевого" типа, количество которых увеличивается по мере катагенеза, достигая максимума в ГФН.

Ю.И.Корчагина (1973, 1976), изучая распределения УВ в хлороформенном битумоиде (ХБ), показала количественные их соотношения для различных типов ОВ, отметив, что максимум генерации ХБ для "сапропелевого" ОВ приходится на градацию $МК_I$. Установлена суммарная генерация микроневфти для ОВ разных типов при катагенезе.

Е.А.Глебовская с соавторами (1976) осуществив моделирование углефикационного скачка, отвечающего ГФН, показали его при-

уроченность к градациям $МК_1$ — $МК_2$ во время которого сапропелевое ОВ теряет до 65% объема в виде подвижных продуктов — газов и, жидких, главным образом, растворимых в хлороформе. Гумусовое ОВ, находящееся на градации $МК_1$ при переходе к $МК_2$ генерирует всего 5% флюидов.

Уточняя роль концентрированного ОВ "гумусового" типа в процессе нефтеобразования Н.Б.Вассоевич (1975, 1976) считает, что к решению этого вопроса следует подходить с учетом петрографического состава углей. Он отмечает, что "угли участвуют в генерации нефти в той мере, в какой они содержат липтинитовые компоненты".

Справедливость этой своеобразной формулы подтверждена низкотемпературным пиролизом углей градаций от $ПК_3$ до $АК_2$ чисто гумусового состава и обогащенных до 40% лейптинитовым материалом (И.С.Старобинец и др., 1976). Показано, что витринитовые компоненты генерируют метан и его гомологи без следов жидких УВ на стадии катагенеза, отвечающей ГФН. Угли со значительным содержанием липтинитов наряду с нарастающим количеством гомологов метана и жидких УВ генерируют много метана, что в природных условиях может привести к образованию залежей газоконденсатов.

Эти данные еще больше укрепляют позиции теории осадочно-миграционного происхождения нефти и газа, а также уточняют особенности развития ГФН и ГФГ.

В последние годы значительное развитие получили исследования отдельной количественной оценки масштабов генерации жидких и газообразных УВ для различных типов РОВ в процессе катагенеза, а также количественной характеристики нефтегазоматеринского потенциала ОВ. Одни из первых расчетов масштабов генерации

Таблица I.

Масштабы генерации жидких и газообразных углеводородов в процессе катагенеза органического вещества различного фациально-генетического типа (Пересчеты В.И.Ручнова по исходным данным Е.А.Рогозиной, С.Г.Неручева, В.А.Успенского, 1974, 1975, 1977).

От начала катагенеза до данной стадии	Газообразные УВ			Жидкие УВ		
	арконовое	арконово-алиновое	алиновое	арконовое	арконово-алиновое	алиновое
ПК ₃	0,0049	0,0074	0,01	0,00564	0,01027	0,0149
МК ₁	0,0096	0,0011	0,013	0,01	0,016	0,019
МК ₂	0,022	0,0195	0,017	0,029	0,0335	0,038
МК ₂ ²	0,0253	0,0255	0,0257	0,049	0,0645	0,08
МК ₃	0,0317	0,035	0,0383	0,056	0,092	0,12
МК ₄	0,0545	0,060	0,0648	0,065	0,1175	0,17
МК ₅	0,066	0,090	0,1142	0,068	0,132	0,196
АК ₁	0,0803	0,1220	0,1630	-	-	-
АК ₂	0,1126	0,179	0,2465	-	-	-
АК ₃	0,1501	0,2285	0,2950	-	-	-

При этом учитывается, что арконовое ОВ генерирует в основном из газообразных УВ - CH_4 и хлороформенный битумоид из жидких, а алиновое ОВ - жирный газ и жидкие УВ. Масштабы генерации - в граммах на 1 г ОВ данного этапа.

газообразных УВ на основе элементного состава углей были проведены В.А.Успенским (1954), Р.А.Моттом (1943), Г.Д.Лидиным (1962), К.Паттейски (1950). Масштабы генерации УВГ при катагенезе оценивались А.Э.Конторович и Е.А.Рогозиной (1967) для мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности. Схему оценки масштабов генерации УВ на 0,5 км глубины погружения отложений предложил С.Г.Неручев (1973). Однако, как отметил Н.Б.Вассоевич, эта привязка весьма условна, т.к. не глубина, а геотермический градиент и температура являются ведущими факторами катагенеза ОВ. В 1974 г. Е.А.Рогозина, С.Г.Неручев и В.А.Успенский предложили коэффициенты, позволяющие оценить масштабы генерации УВГ для сапропелевого и гумусового ОВ, которые были соотнесены с марками углей и рекомендованы для практических расчетов в ОПБ. Н.В.Лопатин и В.И.Ручнов (Н.В.Лопатин и др. 1976) применили эти коэффициенты, названные коэффициентами генерации, в разработанной методике оценки генетической природы УВГ аномалий в зоне геохимического поискового зондирования. Расчеты показали приемлемость предложенных ВНИГРИ коэффициентов генерации для практических целей.

В 1975 г. схема была расширена ВНИГРИ применительно к жидким УВ. В таблице I приведены пересчитанные нами масштабы генерации жидких и газообразных УВ в процессе катагенеза трех наиболее распространенных фациально-генетических типов РОВ. Из таблицы I видно, что алиновое ОВ генерирует примерно в 2 раза больше (к концу катагенеза) УВГ и в 3 раза больше жидких УВ, при этом следует учитывать, что для арконового ОВ в расчете принята генерация хлороформенного битумоида (ХБ). Эти сведения вместе с данными о генетическом типе, степени катагенеза и содержании ОВ в породах, получаемых экспрессными углепетрографич-

ческими методами открывают новые возможности для экспрессной раздельной оценки масштабов генерации жидких и газообразных УВ в процессе катагенетической эволюции ОВ осадочных формаций в бассейне.

Исключительную роль в развитии теории происхождения нефти и газа сыграли и играют достижения отечественной и зарубежной углепетрологии.

Впервые на зависимость между метаморфизмом угля и присутствием в осадочных породах месторождений нефти (для Пенсильвании) обратил внимание Роджерс (*Rogers* 1860, 1863).

Позднее Д.Уайт (*White* , 1915, 1935) детально исследовав эту зависимость создал "теорию углеродного коэффициента" (*carbonatio*). По этим представлениям промышленные скопления нефти следует искать в тех областях внутренних частей регионов, в которых теплота и давление не достигли значений, необходимых для определенной степени метаморфизма углей. Кроме того, угли с выходом летучих веществ около 37-39% (соответствуют примерно газовым углям Донбасса или градации МК₂) или с содержанием углерода до 61-65% являются показателем "мертвой линии" (*'dead line'*) нефти, ниже которой промышленные месторождения не встречаются. Эти представления имели важное значение для развития нефтяной геологии.

Одним из первых определил и использовал отражательную способность петрографических компонентов углей английский ученый Сейлер (*Seyler* , 1929, 1938).

В развитии метода можно выделить два этапа: визуальные определения ОС и измерения с помощью фотоэлектронной аппаратуры. Субъективные визуальные определения ОС углей одними из первых проводили Э.Гойман и А.Енкнер (1932). Опираясь на их работу в СССР Ю.А.Жемчужников (1935) произвел измерения блеска

углей посредством цветового анализатора. Эти исследования были продолжены Л.И.Сарбеевой (1943).

И.И.Аммосов и С.А.Мусял (1952) предложили способ определения метаморфизма угля по величине ОС их основной массы путем визуального сравнения ее с ОС эталонных углей с известной степенью метаморфизма. Они отметили прямую зависимость ОС от степени углефикации.

Микрофотометрические измерения ОС микрокомпонентов углей прогрессировали в 50–60 годах: *Seyler* (1943, 1955), *Dahme*, *Mackowsky* (1943, 1944, 1955), *McCartney* (1952, 1955, 1958), *Krevelen* (1954), *Huntjens* (1956), *Murchison* (1957, 1964), *Krevelen* (1961), *Chandra* (1963), И.И.Аммосов, Тан Сю-и (1961), Н.М.Пономарева, М.М.Лифшиц, Г.П.Вывич (1962, 1965), А.И.Решетко (1963) И.И.Аммосов, Бабашкин и др. (1964), Г.С.Калмыков (1964), Л.И.Сарбеева (1965). В 1966 г. в СССР был принят первый стандарт на метод определения ОС, основанный на простой аппаратуре, собираемой в лабораториях по предложенным в ИРИРГИ чертежам. В то же время ряд других организаций (ВСЕГЕИ, Л.И.Сарбеева) при измерениях ОС базировались на выпускавшуюся заводом "Геологоразведка" фотометрическую приставку ПООС-1 Л.И.Боголюбова проводит определения на регистрирующем микроскопе-фотометре фирмы "Leitz").

В 1958 г. М.Тайхмюллер (1958) впервые разработала методику определения под микроскопом степени метаморфизма рассеянных в осадочных породах углистых включений и применила ее для изучения зависимости между углефикацией и существованием залежей нефти в свете теории углеродного коэффициента.

В 1961 г. И.И.Аммосов и Тан-Сю-и применили ОС витринита, измеренную на микроскопе с фотоумножителем для количественного

определения степени преобразования ("катагенных изменений") органического вещества, рассеянного в породах и выяснения парагенезиса горючих ископаемых. Главным фактором преобразования углистых включений в недрах является палеотемпература, в связи с чем авторы рассматривают витринит как максимальный палеотермометр. И.И.Аммосов (1961) предложил схему литификации в качестве количественного классификационного параметра которой была применена ОС витринита угольных включений в осадочных породах. При этом автор базировался на представлениях Н.Б.Вассоевича (1954, 1957), отмечавшем, что "в основу деления катагенеза на подстадии разумно положить этапы углефикации... ископаемых углей, которые хорошо изучены. Так как угли встречаются не во всех свитах, то можно базироваться на органическом веществе, заключенном в породах, как на таком их компоненте, который наиболее чутко реагирует на изменения внешних условий". При выделении стадий катагенеза И.И.Аммосовым были приняты выдвинутые Н.Б.Вассоевичем границы стадий катагенеза. Н.Б.Вассоевич (1957) связывает раннюю (бурные угли), среднюю (каменные угли кроме тощих) стадий углефикации с этапами прото- и мезокатагенеза, а тощие угли и антрациты с апокатагенезом. Заслугой И.И.Аммосова явилась разработка количественной классификации стадий катагенеза (которые автор называет то литификацией, то антралитификацией, что терминологически, как отмечает Н.Б.Вассоевич, неудачно), а также осуществленный переход от углемарочного, т.е. технологического наименования стадий - к цифровым обозначениям, которые кроме углепетрологии не нашли широкого применения. Всего было выделено II стадий от бурных углей до антрацитов, которые в первой редакции шкалы отвечали стадиям катагенеза, предложенным Н.Б.Вассоевичем. В 1971 г. И.И.Аммосов

В.И.Еремин, Г.С.Калмыков предложили шкалу антралитификации. За ее количественный показатель принята ОС витринита, определенная с помощью фотоумножителя. Шкала была основана на ОС наиболее распространенного в природе "средневосстановленного" витринита типа "б". Измерения ОС осуществлялись в воздухе и в иммерсии в неполяризованном свете на случайноориентированных сечениях витринита. В шкале также приводились химико-технологические характеристики углей.

За рубежом в эти годы интенсивно развиваются работы по составлению шкал углефикации (М.Тайхмюллер, Б.Альперн и ряд других исследователей). В основу шкал берутся: содержание углерода в витрините, выход летучих веществ из витринита, отражательная способность витринита, измеряемая в иммерсии (масле с показателем преломления 1,516), Эти, так называемые, научные классификации углей публикуются *Mac Cartney, Teichmüller* (1972), а также в расширяющихся работах Международного комитета по углепетрографии (1963 и др. годы), сыгравшего и играющего важную роль по стандартизации шкалы углефикации и проводящего межлабораторные эксперименты по определению ОС витринита.

Важным этапом в изучении генетического типа и степени катагенеза, рассеянного ОВ пород явились выполняемые по инициативе Н.Б. Вассоевича и В.А.Успенского углепетрографические исследования Г.М.Парпаровой (1966). В результате изучения выделенных из породы путем жесткой физической и химической обработки концентратов РОВ, выяснилось, что они составляют от 60 до 95% РОВ находящегося в породе, а по мацеральному составу принципиально не отличаются от состава углей, кроме выделенного специфического для РОВ микстинита. Были проведены химические (элементные) анализы концентратов РОВ, увязанные с данными петрографического

анализа. Для определения степени катагенеза РОВ (Г.М.Парпарова, 1966, С.Г.Неручев, Г.М.Парпарова, 1973 Г.М.Парпарова, 1974, 1966) были применены показатели преломления бесструктурных мацералов коллоальгинита, коллохитинита, витринита и др., в основу которых были положены данные об оптических свойствах мацералов углей (Л.И.Сарбеева, Н.М.Крылова, 1968). Одним из ошибочных положений работы Г.М.Парпаровой являются представления о сходной глубинной зональности катагенеза РОВ пород во многих ОПБ. Г.М.Парпарова (1976) полагает: "Что максимальная глубина пород - хотя и грубый, но достаточно надежный показатель возможной метаморфической преобразованности ОБ". К использованию максимальной палеоглубины погружения, реконструкция которой представляет значительные сложности, Г.М.Парпарова была вынуждена прибегнуть в связи со значительной вариацией оптических свойств и химического состава мацералов РОВ, перекрывающих некоторые градации катагенеза. В этой связи она отмечает, что "... без сведений о величине показателей преломления или глубины погружения осадков ... химический состав РОВ не может быть использован для диагностики стадий метаморфизма" (Г.М.Парпарова, 1976, стр. 63). В то же время показатель преломления коллоальгинита по данным О.А.Радченко, Г.М.Парпаровой и др. (1975) характеризуется весьма значительной вариацией в координатах: содержание углерода - показатель преломления. В этой связи вопрос о применении показателя преломления бесструктурных мацералов в качестве показателя катагенеза РОВ требует более детальной доработки. На это указывают Н.М.Крылова и Л.И.Сарбеева (1975), отметившие значительные вариации показателя преломления витринита углей на каждой стадии метаморфизма связанные, с одной стороны с типами витринита, различить

которые в обломках не представляется возможным, а с другой — изменением в сторону уменьшения показателей преломления и отражения витринита POB в результате дебитуминизации и деминерализации пород. Об этом же свидетельствуют проведенные нами (В.И. Ручнов, Т.П. Емец, Н.В. Лопатин, 1976) исследования оптических свойств витринита и сигнала ЭПР углей, подвергнутых дебитуминизации, а также работы болгарских исследователей (В. Велев, Г. Шишков, 1976). Ряд зарубежных исследователей (*Robert*, 1974, 1976) в этой связи измеряют ОС витринита, выделенного из пород путем флотации или непосредственно в шлифах, приготовленных из ненарушенной породы.

Разработка количественных методов установления стадий катагенеза OB , особенно ОС витринита, как отмечали Н.Б. Вассоевич, Ю.И. Корчагина, Н.В. Лопатин, В.В. Чернышев (1969), явилась исключительно важной для нефтяной литологии и геохимии. Это позволило внести значительную ясность в проблему нефтеобразования в отношении времени (и условий) развития тех процессов, которые знаменуют главную фазу нефтеобразования.

С другой стороны, успехи теории происхождения нефти и газа, четко установленная приуроченность ГФН и ГФГ к определенным этапам катагенеза еще более повысили интерес к соответствующим шкалам катагенеза и к методам их определения. Для этих целей в разных странах существуют разные шкалы, в основном базирующиеся на шкалах углефикации, а в качестве основного классификационного параметра применяется ОС витринита.

Вместе с тем, в работах ведущих исследователей (И.И. Аммосова, 1974, и др.) отмечается: 1) недостаточный технико-методический уровень измерений ОС; 2) значительные вариации ОС витринита, связанные с трудностями диагностики мацералов в отражен-

ШКАЛЫ КАТАГЕНЕЗА

ПРЕДЛОЖЕННАЯ ШКАЛА

УГЛЕМАРОЧНЫЕ ШКАЛЫ ГЕНЕРАЦИЯ УВ В ПРОЦЕССЕ КАТАГЕНЕЗА

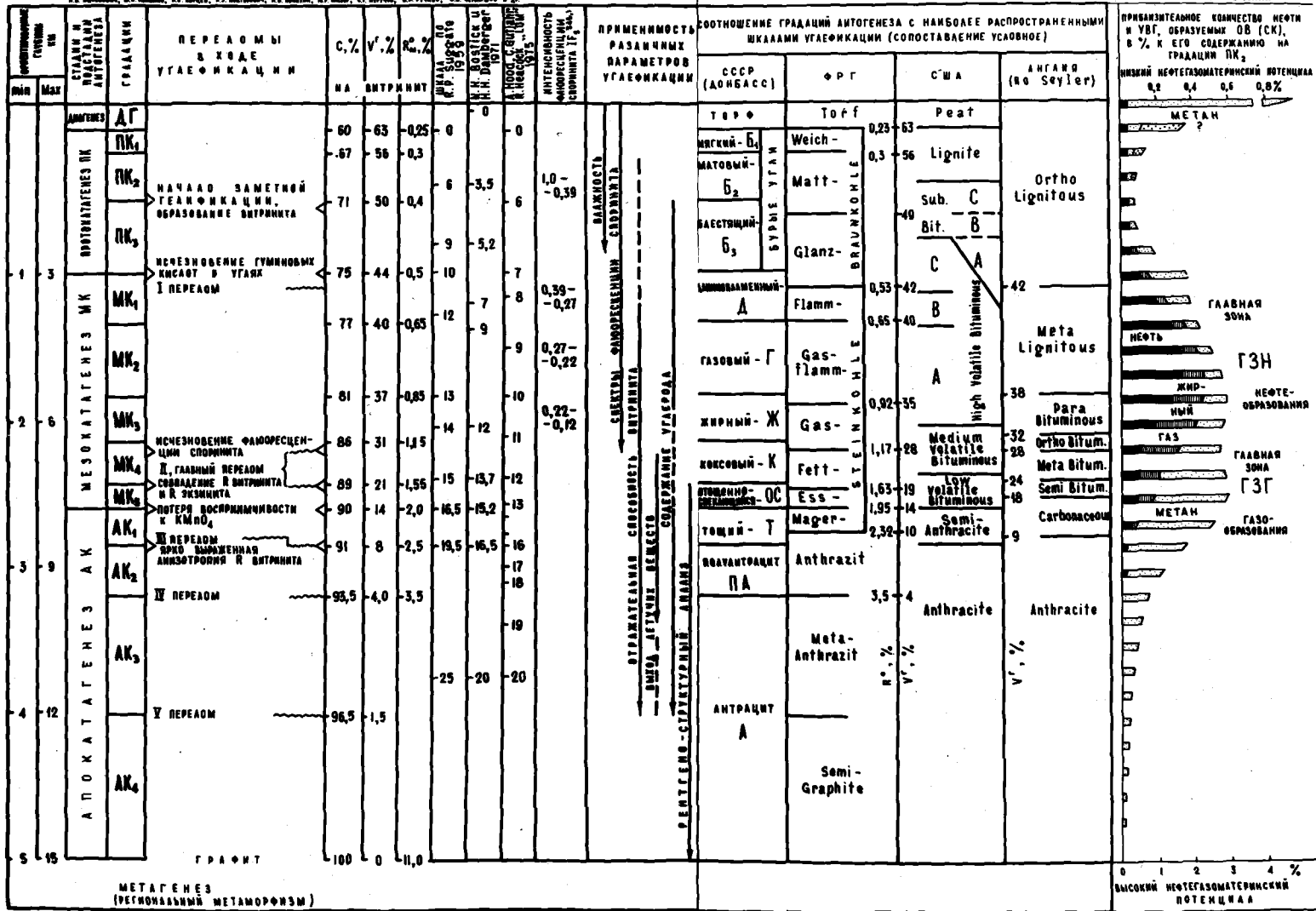


Рис. 1

ном свете, влиянием анизотропии витринита, которые приводят к значительным погрешностям в установлении степени катагенеза ОВ; 3) невозможность проведения определений на весьма малых (меньше 10 мкм) включениях витринита в осадочных породах. Различие применяемых методик измерений ОС приводит к существованию нескольких самостоятельных и невоспроизводимых при межлабораторном эксперименте шкал катагенеза.

В этой связи для целей унификации, единообразия необходима разработка универсальной шкалы градаций катагенеза ОВ, которая была предпринята (рис. I) Н.Б.Вассоевичем с соавторами (Н.Б.Вассоевич и др., 1975) при участии автора, а с другой стороны – стандартизация методов и средств (аппаратуры) измерений оптических свойств мацералов ОВ на современном научно-техническом уровне.

Как отмечают многие ведущие углепетрографы, применение ОС витринита для определения степени катагенеза РОВ ограничивается фациальной и стратиграфической распространенностью витринита. С другой стороны, катагенетическое преобразование этого типичного гумусового компонента ОВ происходит в более жестких термобарических условиях, чем "алинового" ОВ, и, продуцирует он в составе УВГ в основном метан.

Это приводит к необходимости разработки параметров и шкал катагенеза для рассеянного ОВ, особенно сапропелевой природы. Ю.И.Корчагина и О.П.Четверикова (1978), принимая общую принципиальную схему превращения различных типов ОВ при катагенезе, заключающуюся в обуглероживании основной органической массы отмечают разные уровни изменения физических свойств и химического состава РОВ различных классов. Наиболее надежными показателями катагенеза они считают: показатель преломления коллоальгинита,

элементный состав, количество параметрических центров (КЩ), относительную интенсивность дифракционного максимума (Δf) и др. для сингенетической (нерастворимой) части РОВ.

Эти параметры, как мы отмечали, отличаются недостаточной точностью, экспрессностью и не всегда дают положительные результаты.

Из-за отсутствия или неточности информации о степени катагенеза ОБ в один класс "неблагоприятных" могут попасть отложения, которые еще не реализовали или уже реализовали свой потенциал. Эти обстоятельства также не позволяют установить генетическую приуроченность выявленных залежей углеводородов, что в свою очередь снижает достоверность прогноза глубокозалегающих зон. В настоящее время, особенно в связи с ориентацией поисков нефти и газа в акватории и на большие глубины, а также разработкой и применением количественных методов геохимических прогноза нефтегазоносности повышение качества и эффективности количественных методов определения степени катагенеза ОБ становится актуальным и с экономических позиций.

Поэтому, в СССР и зарубежом повысился интерес углепетрографов и палинологов к совершенствованию существующих и разработке новых количественных (цифровых) методов определения степени катагенеза ОБ на основании инструментальных измерений оптических свойств споринита, или, по палинологической терминологии - микрофитофоссилий.

Фундаментальные поисковые работы в этой области исследований были выполнены за рубежом Ван Гейзелем (1961, 1972, 1975, 1977), Якобом (1967, 1972, 1973), Хагеманном (1972), Гутьяром (1966), Стаплином (1969), Коррея (1969), Альперном (1975), Райнаудом и Робером (1975), Грейсоном (1975), Оттеньян, Тайх-

мюллер, Вольф (1974, 1975), Тайхмюллер, Оттенъян (1975, 1977), а также предприняты в СССР (Ручнов, 1976, 1977, 1978, Ручнов, Т.П.Емец, Н.В. Лопатин, 1976, Л.В.Ровнина, В.И.Ручнов, 1977).

Следует отметить, что работу, приведшую к созданию шкалы углефикации на основании спектров флуоресценции макроспор выполнили только Оттенъян, Тайхмюллер, Вольф (1974). Нами (В.И. Ручнов, 1976, 1977, В.И.Ручнов, Т.П. Емец, Н.В.Лопатин, 1976) также в 1974 г. были получены спектры флуоресценции макроспор углей донецкого бассейна независимо от западногерманских исследователей, а также было отмечено изменение интенсивности флуоресценции споринита на длине 546 нм при катагенезе. В эти же годы нами интенсивно велись работы по оценке возможностей инструментальных микрофотометрических исследований микроспор в палинологических препаратах, основанные на работе Гутьяра (1966), которые привели к созданию шкалы градаций катагенеза седикахитов на основании абсорбции спорополенина ($AS, \%$), а также было высказано положение об универсальности спорополенина как показателя катагенеза нефтематеринского ОВ различных стратиграфических и фациальных уровней от докембрийских до современных (В.И.Ручнов, 1976, 1977, 1978).

Оптические свойства ОВ позволяют не только определять степень катагенеза ОВ, но и как наиболее чувствительные компоненты к воздействию температур и давлений позволяют наметить стадии катагенеза вмещающих пород. П.А.Карпов (1973, 1977) наметил тесную связь между стадийными изменениями рассеянных углистых включений и пористостью песчаников палеозойских отложений Русской платформы. Эта связь позволяет на основании экспрессных микрофотометрических исследований ОВ прогнозировать не только зоны катагенеза и нефтегазообразования в разрезе осадочных формаций

ОПБ но и качество коллекторов на больших глубинах.

Учение о стадийности нефтегазообразования является одним из основных положений современного и наиболее плодотворного историко-генетического геолого-геохимического метода оценки перспектив нефтегазоносности территорий и акваторий впервые предложенного в 1971 г. Н.Б.Вассоевичем, Н.В.Высоцким, Ю.И. Корчагиной, Б.А.Соколовым и развиваемого на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ. Сущность метода заключается в выяснении основных этапов длительной истории образования нефти и газа в процессе литогенеза осадочных пород в областях преобладающего устойчивого опускания. Метод требует установления места и времени зарождений очагов нефтеобразования, познания истории их развития. Реконструкция палеогеологической обстановки, соответствующей времени ГФН дает возможность судить о направлении миграции УВ, местоположении ловушек и возможности их заполнения УВ флюидами. Определение объемов нефтегазогенерирующих пород и их потенциала позволяет разделить оценить масштабы возможной генерации жидких и газообразных УВ в разных зонах, а знание объемов ловушек и коэффициентов аккумуляции - провести прогноз масштабов аккумуляции УВ в зонах возможного нефтегазонакопления. Подобный подход перспективен и при постановке прямых геохимических нефтегазопроисследовательских исследований (Н.В.Лопатин и др., 1976).

На базе представлений о стадийности нефтегазообразования и нефтегазонакопления как стадийных свойствах осадочных бассейнов Б.А.Соколовым (1976, 1974, 1977) разрабатывается эффективное нефтегеологическое районирование.

Решение многих из этих вопросов требует определения сте-

пени катагенеза ОВ и РОВ, И.П.Жабров и др. (1977), В.Д.Наливкин с соавторами (1976), А.Л.Козлов (1977), А.Э.Конторович (1976), сведения о степени катагенеза ОВ считают одним из наиболее важных геохимических показателей при качественном и количественном прогнозе нефтегазоносности. При этом, особый акцент делается на точности входных параметров.

Таким образом, повышение эффективности и качества определения степени катагенеза ОВ осадочных пород в настоящее время весьма актуально.

ГЛАВА II РАЗРАБОТКА ТЕХНИКО-МЕТОДИЧЕСКИХ ОСНОВ КОМПЛЕКСА УНИФИЦИРОВАННЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ ОПТИЧЕСКИХ МИКРОМЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТЕПЕНИ КАТАГЕНЕЗА И ТИПА ОБ ПОРОД^I).

Эффективность и качество микроскопических и микрофотометрических методов в значительной мере определяется техническим уровнем. В настоящее время в органической геохимии используются установки не отвечающие современным требованиям и задачам исследования (И.И.Аммосов, 1974 и др.). Так, микроскопы-фотометры ФЭУ-МИМ-7 (разработка ИГиРГИ, 1963-66 г., ГОСТ 12112-66), собранные на базе металлографического микроскопа, позволяют проводить ограниченный круг визуальных (только в отраженном поляризованном свете без вращения столика микроскопа) так и на базе кустарно изготовленного упрощенного фотометрического приспособления не очень высокий класс измерений только отражательной способности мацералов ОБ с очень больших (30 мкм в воздухе, 10 мкм в иммерсии) площадок. Несомненно, эта установка сыграла свою выдающуюся роль в постановке количественных определений отражательной способности витринита и других мацералов углей и РОВ в СССР.

Другая школа определений ОС мацералов ОБ в СССР - ВСЕГЕИ (Л.И.Сарбеева, 1965, 1968, 1975 и др.) измерения проводит на установке, собранной на базе микроскопа МИН-8 (ЛОМО) и фотометрической приставки ПООС-1 (завод "Геологоразведка").

Не останавливаясь на преимуществах этой установки по сравнению с кустарной установкой ИГиРГИ отметим, что производство

^I) Согласно ГОСТ 8.054-73 разработка рекомендаций по выбору средств и методов исследования является основой метрологического обеспечения стандартизации и унификации отрасли.

микроскопов МИН-8 и приставок ПООС-1, как морально устаревших в настоящее время прекращено (ПООС-1 снята с производства ГОССТАНДАРТОМ СССР, как не имеющая метрологического обеспечения, т.е. не обеспечивающая необходимую точность определений).

Весьма важные для определения степени катагенеза и нефтематеринского потенциала ОБ пород количественные флуоресцентно-микроскопические исследования мацералов группы алыгинита и экзинита в связи с неразработанностью технико-методических условий до недавнего времени в СССР не проводились.

Ряд зарубежных фирм ("Лейтц", "Оптон", "Рейхерт" и др.) производит серию микроскопов-фотометров автоматов, обеспечивающих высокий класс визуальных и высоколокальных (до 1 мкм) измерений одной из оптических характеристик объектов: отражения, абсорбции или флуоресценции с обработкой информации на ЭВМ. Эти очень дорогие установки неоднократно экспонировались на физических и геологических международных выставках в СССР.

В настоящее время в СССР выпускается серия микрофотометрических приставок (ФМЭЛ-1, ФМЭП-1, СФН-10), поляризационных и люминесцентных микроскопов на базе которых в той или иной лаборатории возможно создание рабочих или исследовательских микроскопов-фотометров с требуемыми для исследователя характеристиками, не уступающими зарубежным установкам. Такая практика с одной стороны обеспечивает гибкость и дешевизну создаваемых приборов, по сравнению с зарубежными, т.к. по мере совершенствования отдельных узлов, а также предъявляемых в данной лаборатории требований к ним возможна быстрая замена тех или иных узлов на более современные. С другой стороны, - требует участия в их эксплуатации, разработке и формулировке технико-методических требований высококвалифицированных специалистов-смежников, знако-

ных как с оптическими свойствами объектов и задачами их исследования, так и с экспериментальной микрофотометрической техникой.

На основании изучения достижений микроскопических и микрофотометрических методов исследования в углепетрографии, рудной микроскопии, биологии, современного уровня отечественного и зарубежного оптического и электронного приборостроения, а также собственного опыта исследований нами были сформулированы требования к методам изучения оптических свойств ископаемого ОБ: обеспечение комплекса визуальных микроскопических исследований (при увеличении до 400-1000 крат) и одновременных высокочастотных (до 2,5 - 1 мкм) измерений отражения, абсорбции и флуоресценции интегрально в белом свете хроматически и спектрально.

Для реализации этих задач на базе модернизированных серийных отечественных узлов собраны, апробированы и впервые рекомендуются для широкого применения в нефтегазопроисводительной геологии и геохимии и углепетрографии регистрирующие микроскопы-спектрофотометры¹⁾.

Рабочий регистрирующий микроскоп-спектрорефлектоабсорбиметр (В.И.Ручнов, 1977) собран на базе рудного рабочего агрегатного поляризационного микроскопа ПОЛАМ Р-311 (Р-312), микрофотометрической приставки ФМЭЛ-1²⁾ (возможно применение

1) Автор принимал участие в межведомственных испытаниях микрофотометрических устройств, подготавливаемых к серийному производству. Установки внедрены во ВНИИЯГТе в качестве 5 рационализаторских предложений автора.

2) ФМЭЛ-1 (ГОСТ 5.421-70), МЛ-2В (ГОСТ 5.396-70), ФЭУ-79 (ГОСТ 5.748-71) присвоен Знак качества.

приставок ФМЭП-I-, СФН-I0), специальноподбираемого фотоэлектронного умножителя ФЭУ-79¹⁾, гальванометра МГ7-9 и/или цифрового регистратора Ш I4I2. Питание лампы СЦ-6I осветителя микроскопа осуществляется через прецизионный сетевой (Б2-2) и специально сконструированный портативный электронный стабилизатор. Установка обеспечивает весь комплекс визуальных наблюдений в проходящем, отраженном и смешанном освещении и одновременные высоколокальные измерения²⁾ до 2,5 мкм в воздухе и до I мкм в иммерсии при объективах 40 и 95 крат соответственно, отражения или абсорбции микрообъектов в естественном и поляризованном (с точной установкой азимута поляризации) свете интегрально (в белом свете) или спектрально (в диапазоне 350-800 нм). Микроскоп имеет вращающийся предметный столик, центрируемые объективы.

Универсальный регистрирующий микроскоп-спектрофотометр (В.И.Ручнов, I976, I977) собран на базе модернизированного люминесцентно-поляризационного микроскопа МЛ-2В (целесообразно применение микроскопов серии ЛЮМАМ), модернизированной приставки ПООС-I ФЭУ-79) целесообразно применение (СФН-I0, электрометрического усилителя У5-7, самопишущего потенциометра КСП-4, цифрового регистратора Ф-2I0, стабилизирующих электронных и осветительных устройств.

Установка обеспечивает весь комплекс визуальных и микрофотографических исследований в проходящем, отраженном и смешанном освещении (естественном и поляризованном) в обыкновенном свете

I) ФЭУ выбираются исходя из высокой чувствительности, долговременной и кратковременной стабильности, линейности световой характеристики (не хуже 0,5-1%).

2) Для уменьшения рассеяния света при измерениях ОС на место полевой диафрагмы вводятся точечные.

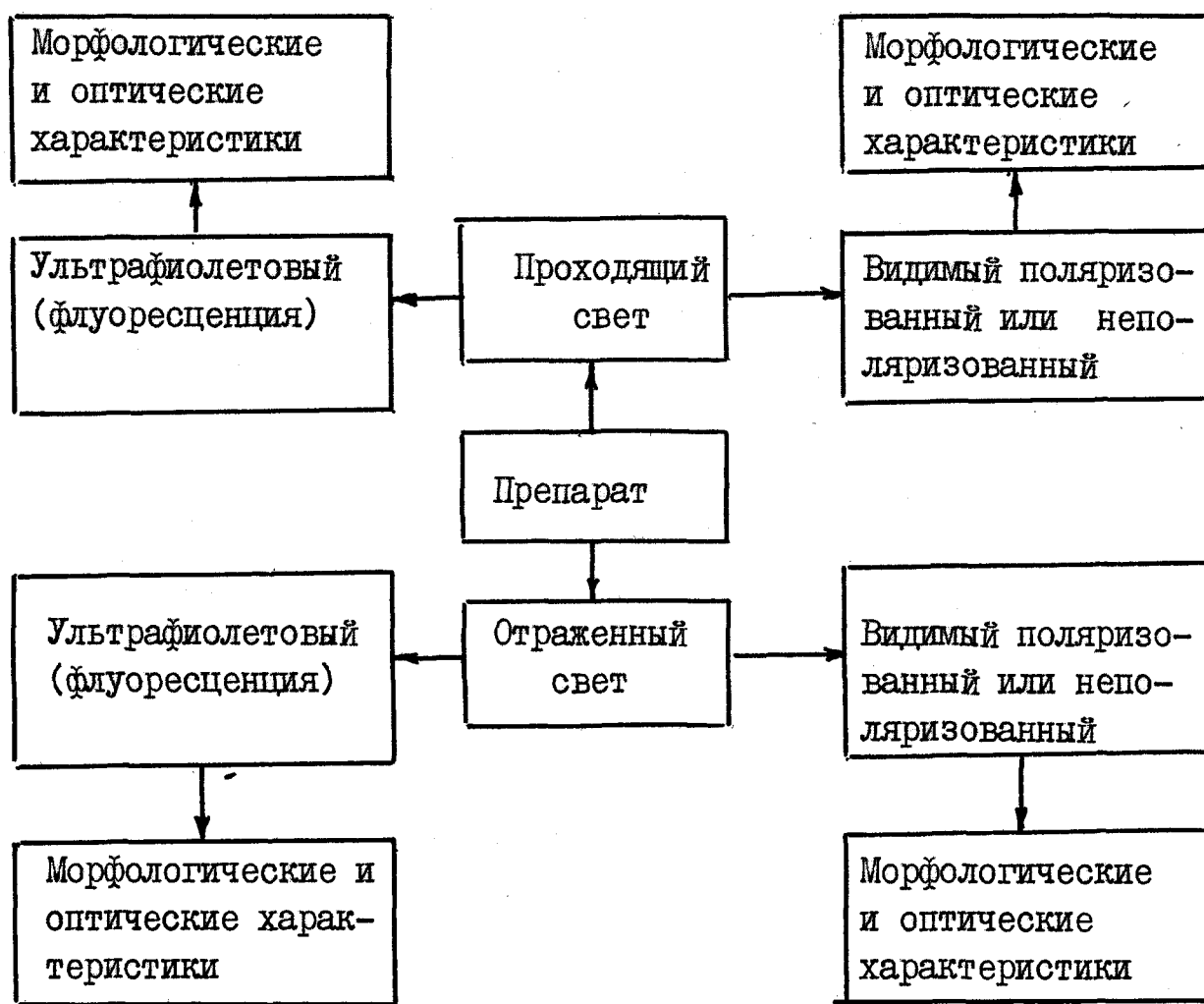


Рис. 2 .

Схема универсального рационального комплекса одновременных визуальных микроскопических и высоколокальных количественных микрофотометрических исследований ископаемого органического вещества, реализуемого на универсальном регистрирующем микроскопеспектрофотометре (В.И.Ручнов, 1976,1977). Способ определения петрографического состава и степени катагенеза ОВ в тонком непокрытом двустороннеполированном шлифе на нелюминесцирующей основе защищен авторским свидетельством на изобретение (приоритет от 10.1.1974 г.). По известным способам производится только одно из 4х исследований в 4х различных препаратах на 4х различных установках. Таким образом, разработанный способ экономически эффективен, значительно более информативен, унифицирован и базируется на серийной агрегатной отечественной аппаратуре. Является микроанализом. В упрощенном варианте (без флуоресценции) способ реализуется на рабочем регистрирующем микроскопеспектрофотометре.

и в свете флуоресценции, возбуждаемой ультрафиолетовыми лучами при увеличении до 1000 крат, а также одновременных высокочастотных (до 1 мкм) измерений интенсивности и спектров отражения, абсорбции или флуоресценции (в диапазоне 350-800 мкм) микрообъектов с автоматической скоростной записью на потенциометре или цифровой регистрацией.

Для измерения отражения применяются стеклянные эталоны, кремний; для флуоресценции - стекло ЖС-19 (комплекты СФН-10, ФМЭЛ-1, ФМЭП-1). Квантовая чувствительность ФЭУ при коррекции спектров флуоресценции определяется по спектру стандартного источника СИ-6-40. Последовательно производится регистрация сигнала объекта и эталона и их нормирование.

Установка предназначена для реализации способа определения петрографического состава и степени катагенеза ископаемого ОБ, защищенного авторским свидетельством на изобретение (№ 473142). Способ состоит в получении комплекса морфологических и оптических характеристик любого микрокомпонента ОБ путем последовательного исследования тонкого двустороннеполированного шлифа на нелюминесцирующей основе в проходящем и отраженном свете в видимой и ультрафиолетовой (люминесценция) областях спектра (рис. Кроме шлифов на установках возможно изучение аншлифов, сколов, пород, микротомных срезов и палинологических препаратов - "слайдов").

В таблице 2 приведены наиболее информативные на разных градациях катагенеза диагностические оптические характеристики компонентов ископаемого органического вещества и наиболее эффективные способы исследования (в проходящем и/или отраженном свете в видимом свете и в свете люминесценции) по предлагаемому комплексу методов (см. рис.2). Понятно, что для установ-

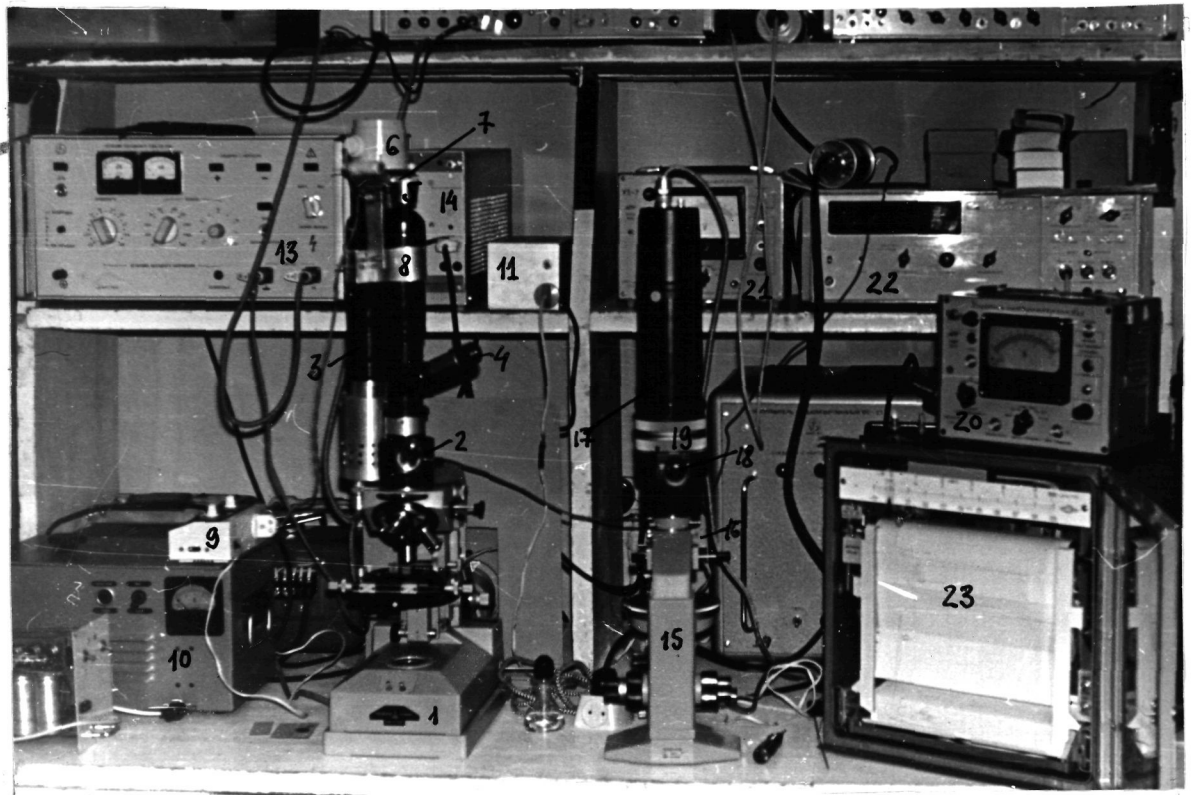


Рис. 3

Внешний вид универсального регистрирующего микроскопа-спектрофотометра (а) и рабочего микроскопа-спектрорефлектоабсорбиметра (б). Цифры на фото: 1 люминесцентно-поляризационный микроскоп МЛ-2в; 2 Микрофотографическая приставка МФН-10; 3 - спектрофотометрическая приставка ПООС-1; 4 - окуляр-микрозонд; 5 - микрометрический винт дифракционной решетки; 6 - мотор; 7 - резиновая втулка-фрикцион; 8 - кронштейн крепления мотора; 9 - реле времени запуска развертки дифракционной решетки; 10 - пульт питания ртутной лампы; 11 - выпрямитель-стабилизатор питания СЦ-6-40, СЦ-61; 12 - прессик; 13 - высоковольтный выпрямитель Б5-24А; 14 - Сетевой прецизионный стабилизатор Б2-2; 15 - поляризационный микроскоп ПОЛАМ-Р-311; 16 - осветитель отраженного света ОПОС-1; 17 - фотометрическая приставка ФМЭЛ-1; 18 - окуляр-микрозонд; 19 - диски переключения интерференционных фильтров; 20-21 - электрометрический усилитель У1-7; (У2-6); 22 - цифровой вольтметр В2-22; 23 - самопишущий потенциометр КСП-4;

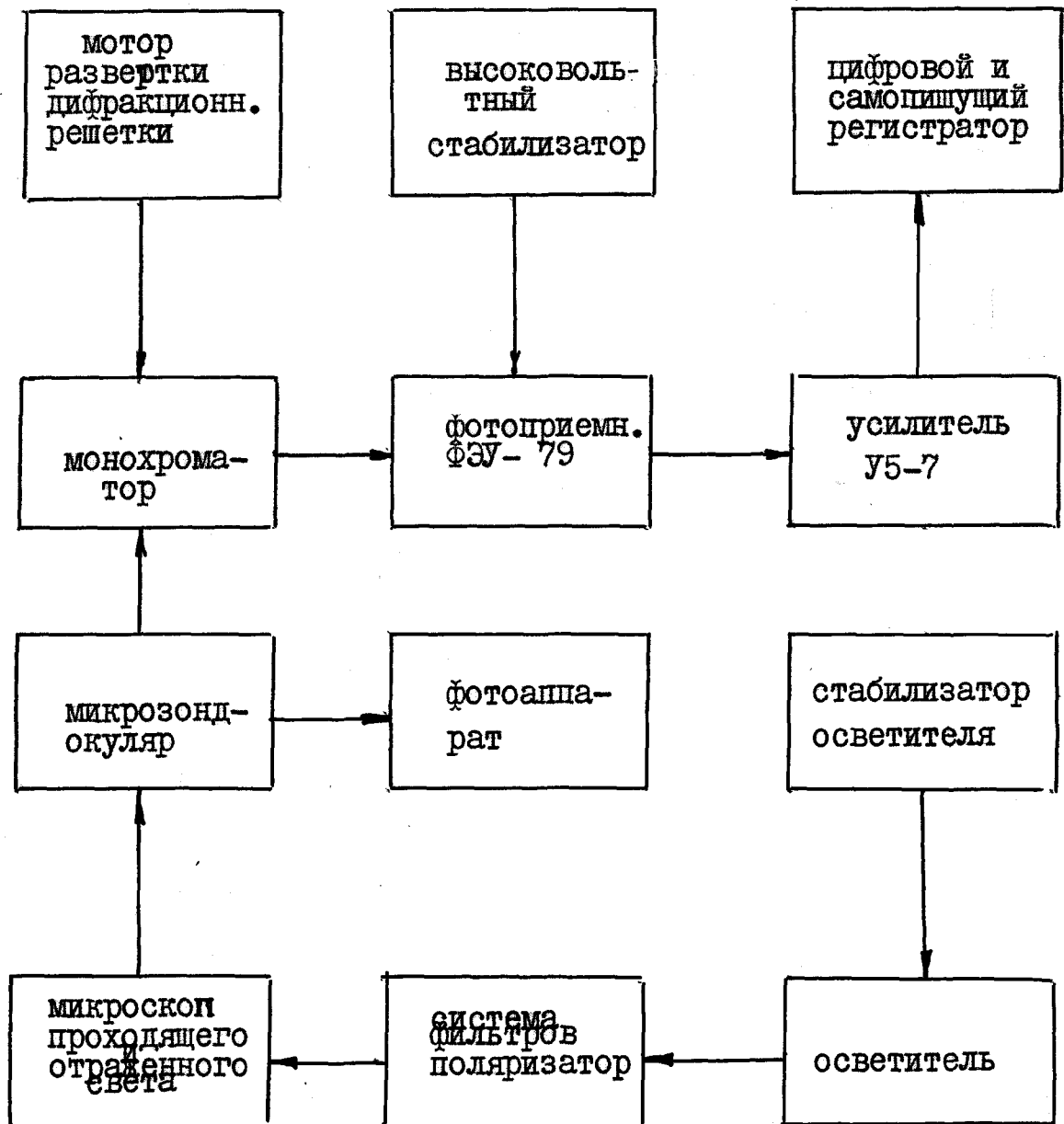


Рис.4 Структурная схема регистрирующих микроскопов-спектрофотометров на базе модернизированных стандартных серийных узлов .В.И.Ручнов,1974,1976,1977.

ления нефтематеринского потенциала наиболее эффективна флуоресцентная микроскопия.

Таблица 2 .

Проходящий и отраженный свет		Отраженный свет
Люминесцирующие, прозрачные, слабоотражающие	Полупрозрачные, умеренноотражающие, нелюминесцирующие	Слабопрозрачные, непрозрачные, умеренно и сильно отражающие
Альгиниты, лейптиниты от градации ДГ до МК ₃₋₄ битуминозные вещества, некоторые витриниты на ДГ-МК ₂ (?)	Альгиниты и лейптиниты выше МК ₄₋₅ , некоторые битуминозные вещества, витриниты МК _{I-5} .	Альгиниты и лейптиниты выше МК ₅ , витриниты АК _{I-4} , фюзиниты на всех градациях, карбоиды, графиты

Фотография комплекса описываемых устройств с некоторыми пояснениями приведена на рис. 3 . Структурная схема установок приведена на рис. 4 .

Создание универсального регистрирующего микроскопа-спектрофотометра открывает качественно-новый этап в изучении ископаемого ОВ, переход от традиционных визуальных исследований к комплексным количественным инструментально-микроспектрофотометрическим (В.И. Ручнов, 1977), а также на более высокий технико-методический уровень ставит не только измерения ОС витринита, но и позволяет ориентироваться на применение флуоресцентных и абсорбционных количественных параметров мацералов группы экзинита как показателей катагенеза, т.к. в одном препарате (шлифе, аншлифе или палинологическом препарате) возможно измерение комплекса интересующих оптических свойств любого мацерала.

На рисунках 5-13 приведены микрофотографии, которые иллюстрируют достоинства комплексной визуальной диагностики ком-

понентов ископаемого ОВ, в шлифах, имеющей весьма важное значение как для установления нефтегазоматеринского потенциала ОВ пород, так и для правильного выбора среди всего многообразия компонентов рассеянного ОВ пород витринита при определении степени катагенеза по его отражательной способности.

На рисунках 14-20 приведены примеры, иллюстрирующие возможности инструментальной количественной диагностики мацералов ОВ по спектрам отражения, пропускания и флуоресценции на универсальном регистрирующем микроскопе-спектрофотометре.

Отметим, что необходимость комплексного микроскопического и количественного микрофотометрического изучения компонентов ископаемого ОВ в связи со значительным разнообразием их оптических свойств как на одном так и на разных стадиях литогенеза была подготовлена длительной историей развития углепетрографии и нефтегазопоисковой геохимии. Прежде всего работами И.И.Аммосова и В.П.Ермаковой (1955), А.И.Гинзбург и др. (1975, 1976), изучавших методом люминесцентной микроскопии сапропелевые угли и горючие сланцы, В.Н.Флоровской, Л.И.Овчинниковой (1970), И.С.Саркисян (1970), И.А.Олли (1975) и др., применявших визуальную люминесцентную микроскопию для исследования битуминозных компонентов ОВ пород. Е.С.Ларская (1966, 1975, 1977) разработала методику изучения рассеянного ОВ (РОВ) пород в обычных петрографических шлифах на поляризационном микроскопе. Г.М.Парпарова (1966) впервые изучила петрографические компоненты концентратов, выделенных из РОВ пород методами углепетрографии. Т.П.Емец с соавторами (1974) впервые измерила ОС мацералов РОВ и углей в шлифах, применив комплексную их диагностику в проходящем и отраженном свете на микроскопе МИН-8 с фотометрической приставкой ПООС-1 М. *Teichmüller* (1973) впервые методом люминесцентной микрос-

копии наблюдала генерацию и выделение подвижных битуминозных компонентов из мацералов липтинитовой группы углей. *Jacob* (1973) комбинировал измерения ОС мацералов и флюоресценции в отраженном свете на специально собранной совместно с приборостроителями сложной установке. *S. S. M. Gutjahr* (1966) измерял показатель абсорбции спор и пылицы в палинологических препаратах.

W. Kottann (1972) измерял только флюоресценцию споринита углей в отраженном свете. *Van. P. Gijzel* (1971, 1975) как палинолог измерял флюоресценцию экзин спор и пылицы в палинологических препаратах в проходящем свете. В 1976 г. *V. Alrege* применил измерения ОС и флюоресценции в отраженном свете для характеристики эволюции РОВ пород. Идея комплекса методов исследования ОБ была сформулирована нами совместно с Т.П.Емец, Е.М.Заславским, Н.В.Лопатиным (приоритет от 10.1.74г.), а развита технико-методически и экспериментально реализована самостоятельно. Исключительную важность развития и применения в нефтегазопроисковой геологии и геохимии комплексных микроскопических методов исследований ископаемого ОБ неоднократно подчеркивал и направлял Н.Б.Васюкович.

Выводы. 1. Разработан рациональный, унифицированный, универсальный комплекс количественных оптических микрометодов исследования состава и степени катагенеза ОБ (защищен авторским свидетельством на изобретение), базирующийся на современной серийной агрегатной отечественной аппаратуре.

2. Предложенные методы значительно расширяют возможности достоверного установления нефтематеринского потенциала и степени катагенеза ОБ, являются массовыми, экспрессными, информативными, позволяют ориентироваться на микроколичества ОБ в керне и шламах глубоких скважин.

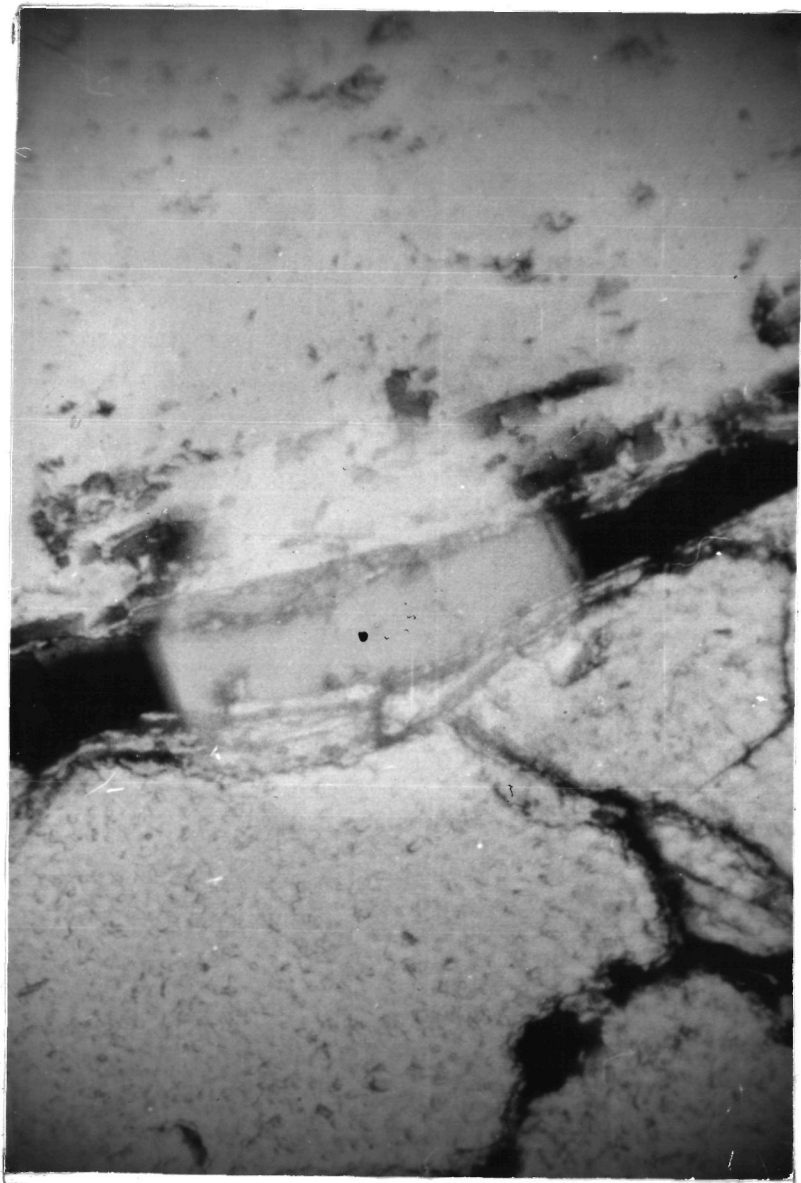


Рис. 5

Микрофотография линзы витринита в алевролите, иллюстрирующая достоинства комплексной диагностики органических и минеральных компонентов пород при одновременном освещении шлифа проходящим светом и локально отраженным (светлый круг в центре поля зрения), а также высоколокального — 2,5 мкм (черная точка в центре) фотометрирования отражения витринита. Видны черные твердые карбоидные включения в межзерновом пространстве. Скважина Великая, № 20, глубина 3,6. Тонкий двустороннеполированный непокрытый шлиф, объектив 40 x 0,65; окуляр 10, диаметр поля освещаемого отраженным светом около 100 мкм, ширина линзы витринита — 20 мкм.

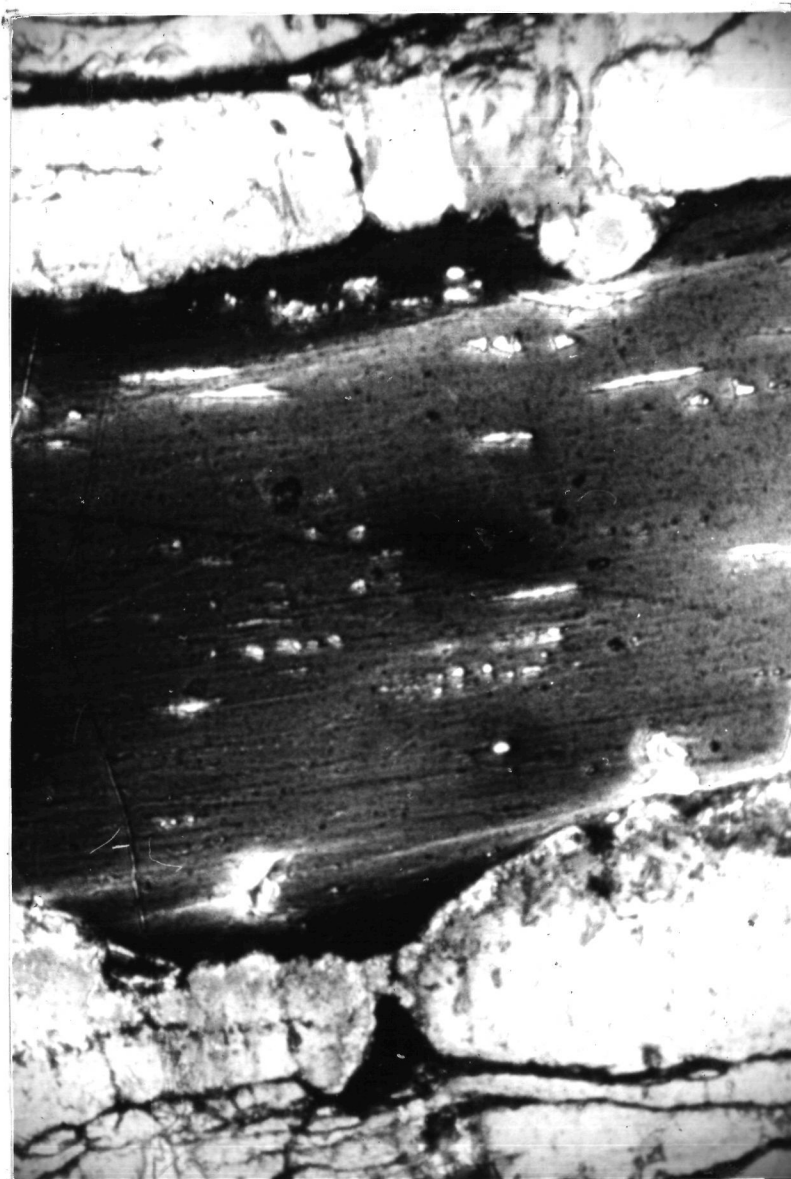


Рис.6 Органические компоненты осадочных пород на больших глубинах.

Макролинза корродированного витринита в известняке (скв. Зап. Медведовская ,3 ,глубина 5,3 км)

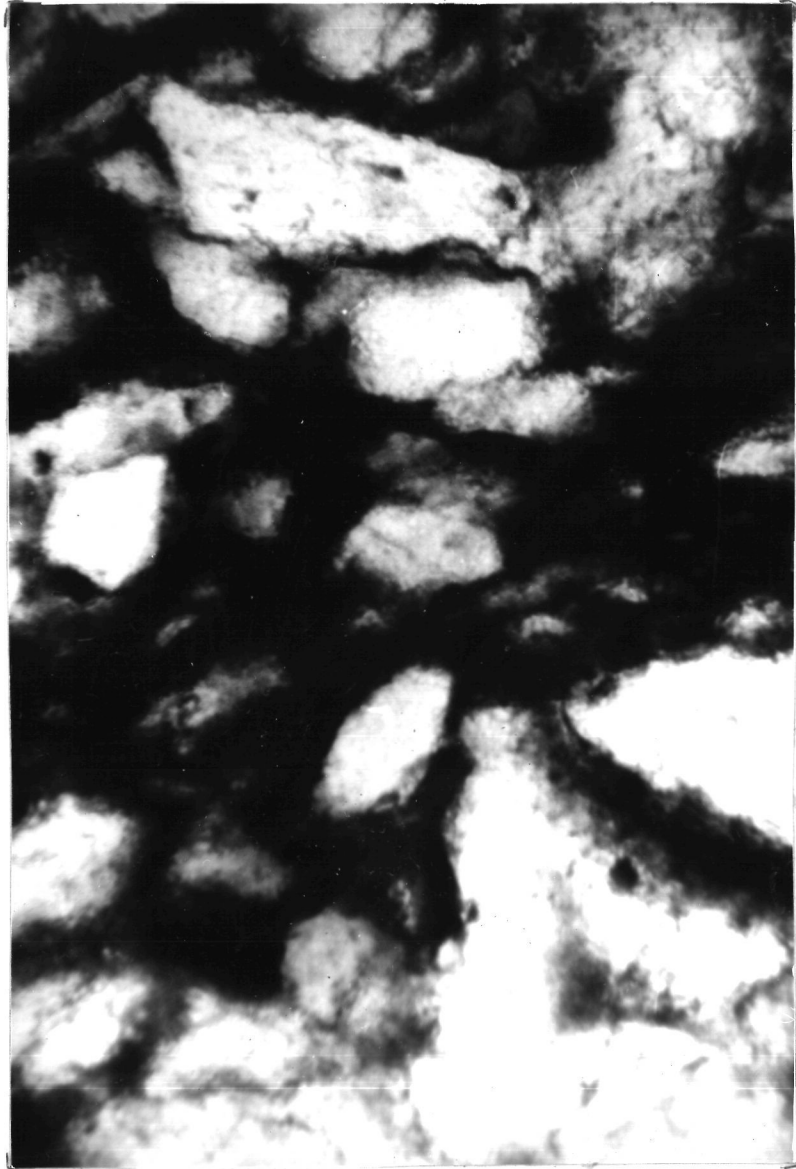


Рис. 7 Органические компоненты осадочных пород на больших глубинах.

Битуминозные включения в межзерновом пространстве алевrolита. Скви. Темиргоевская, 8, глубина 5,3 км.



Рис. 8 Микрофотография флуоресценции макроспоринита в шлифе угля.

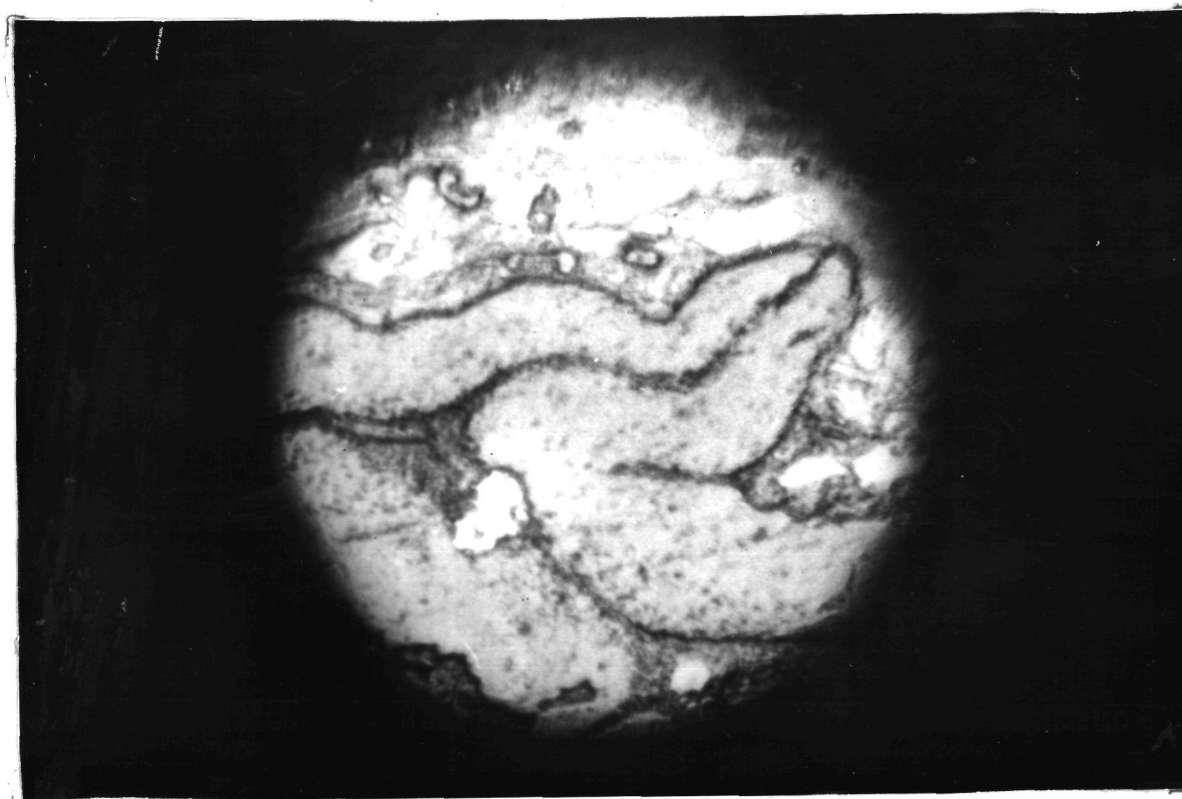


Рис. 9 Микрофотография макроспоринита в отраженном свете. Фрагмент того же участка, который изображен и а предыдущем рисунке . Тонкие непокрытые двустороннеполированные шлифы. Исследования при последовательном переключении режима освещения на универсальном регистрирующем микроскопе-спектрофотометре.

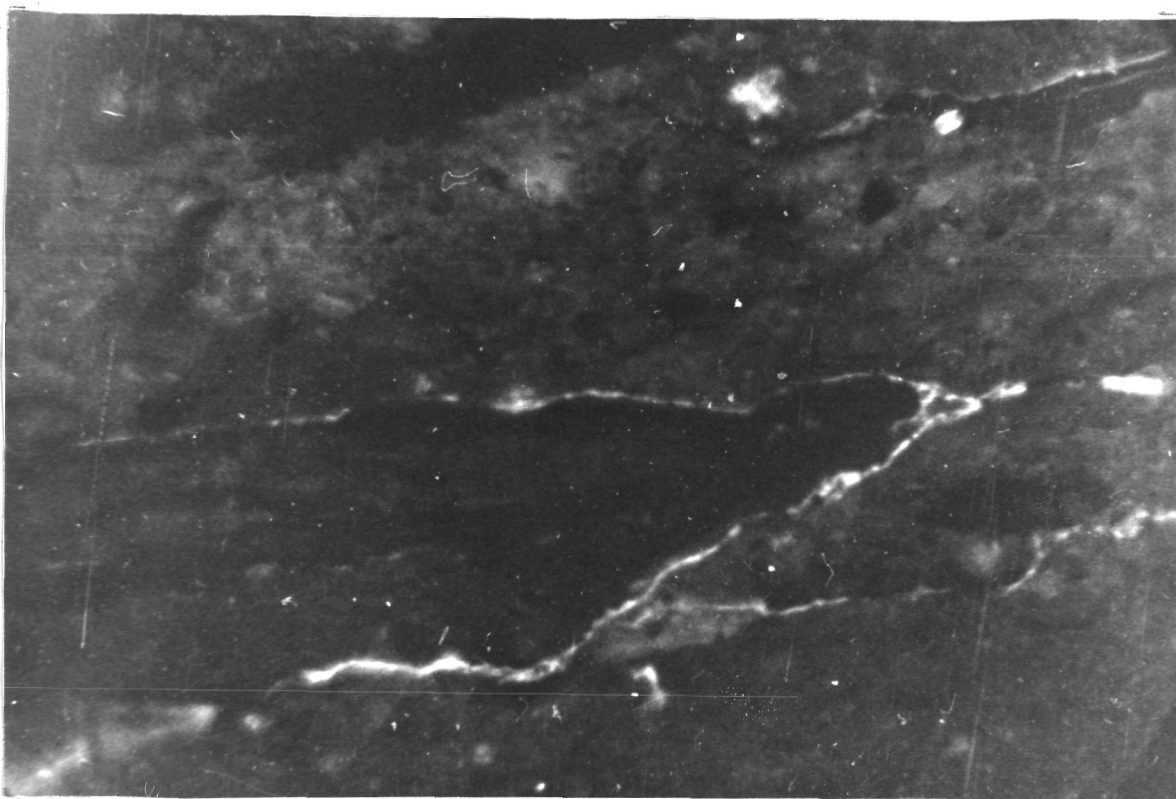


Рис. 10. Исследования проявления главной фазы нефтеобразования с помощью флуоресцентной микроскопии. Первый скачек липтинита при катагенезе (фото автора).

Микрофотография флуоресценции липтинита и зонально-распределенных битуминозных компонентов в алевролито-аргиллите (скв. Чамлыкская, 3, гл. 3, 3 км., нижний мел. $AS = 53\%$, градация $МК_I$). Исследования в отраженном свете. Видна ярко-желтая флуоресценция каемки споранго-витринита и выделяющихся из него в породе подвижных флуоресцирующих битуминозных компонентов.

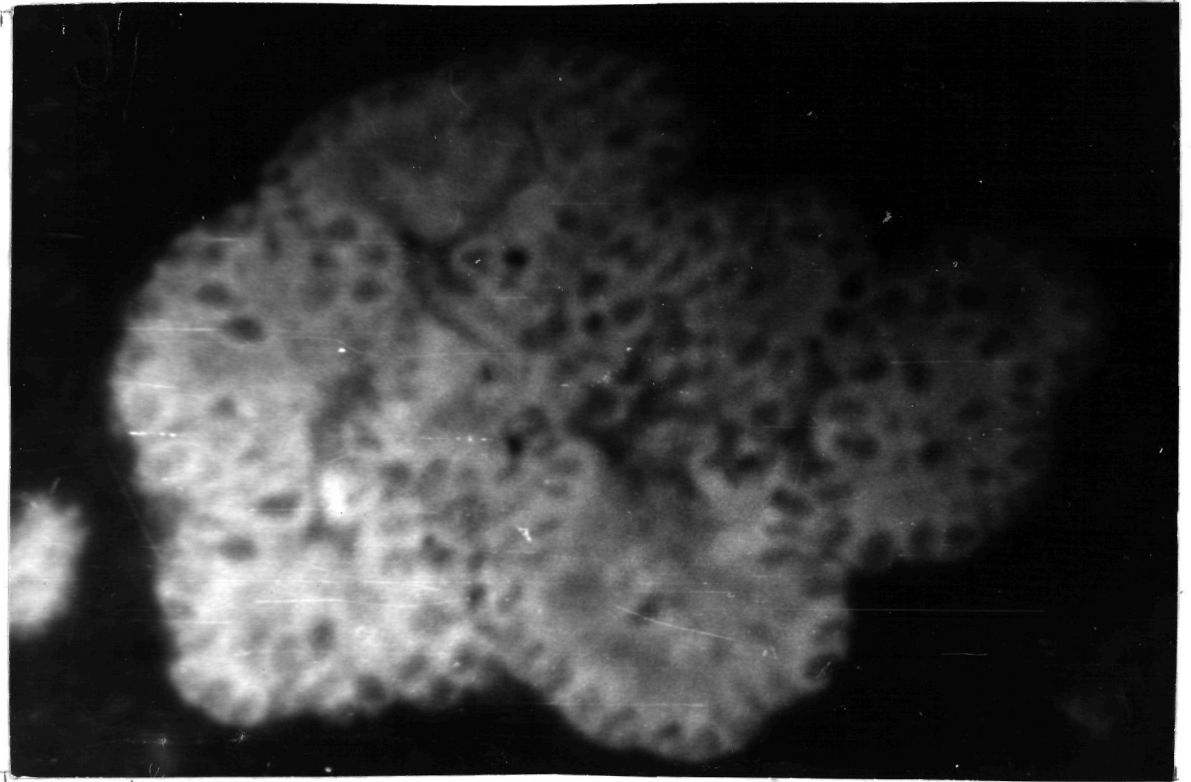


Рис. II. Микрофотография флуоресцирующего в основной массе талломоальгинита в горячем сланце. Фрагмент при большем увеличении (фото автора).

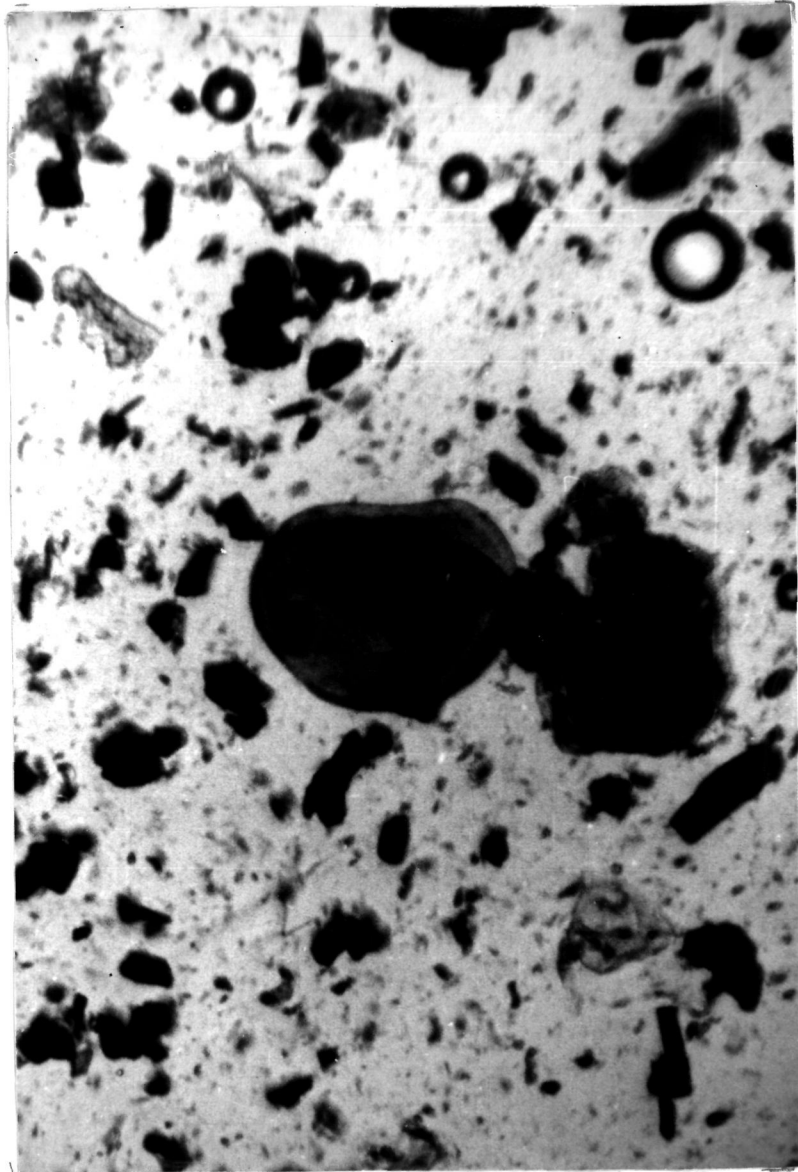


Рис 12 Экзина микрофитофоссилии (споры), детритные обломки растительности и пиробитумов (карбонидов), выделенные из породы путем мацерации.

Микрофотография палинологического препарата
(увеличение микроскопа 400 крат, проходящий свет)

Фото автора

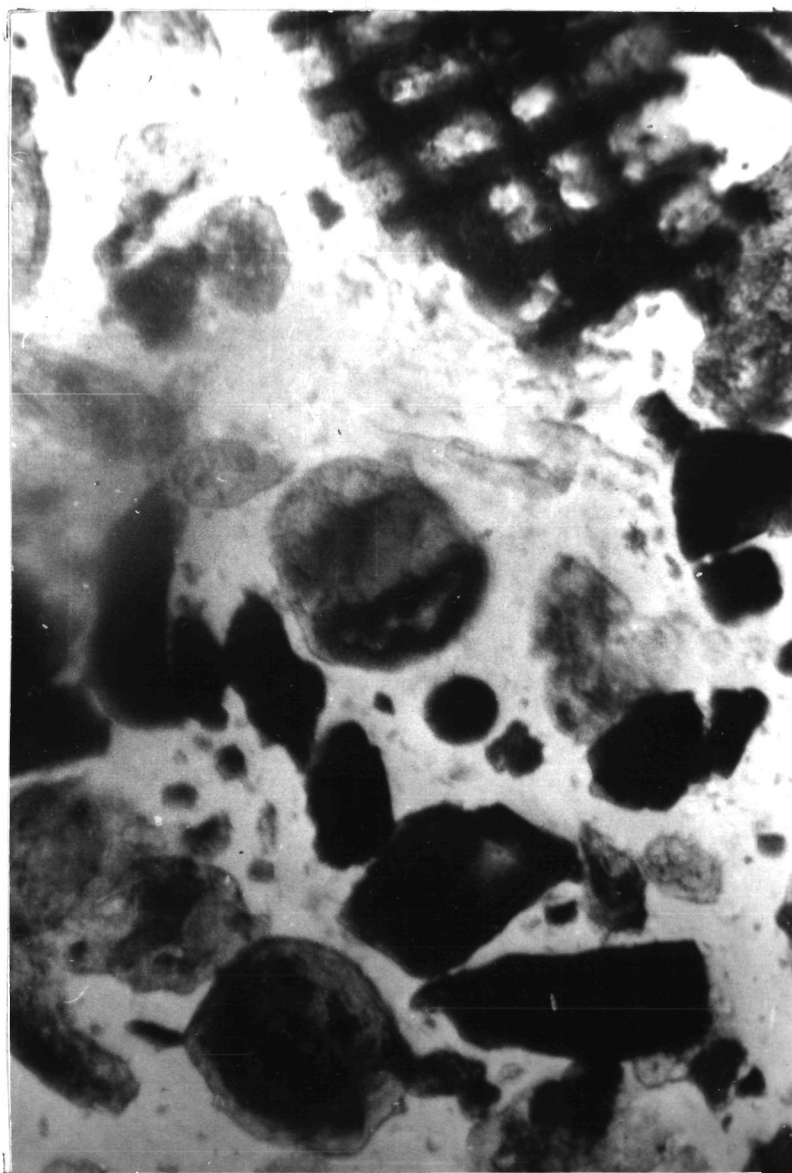


Рис. 13 Микрофотография палинологического препарата
Видны экзины микрофитофоссилий, обломки раститель-
ных тканей (вверху трахея). Увел. микроскопа 400 крат
Фото автора.

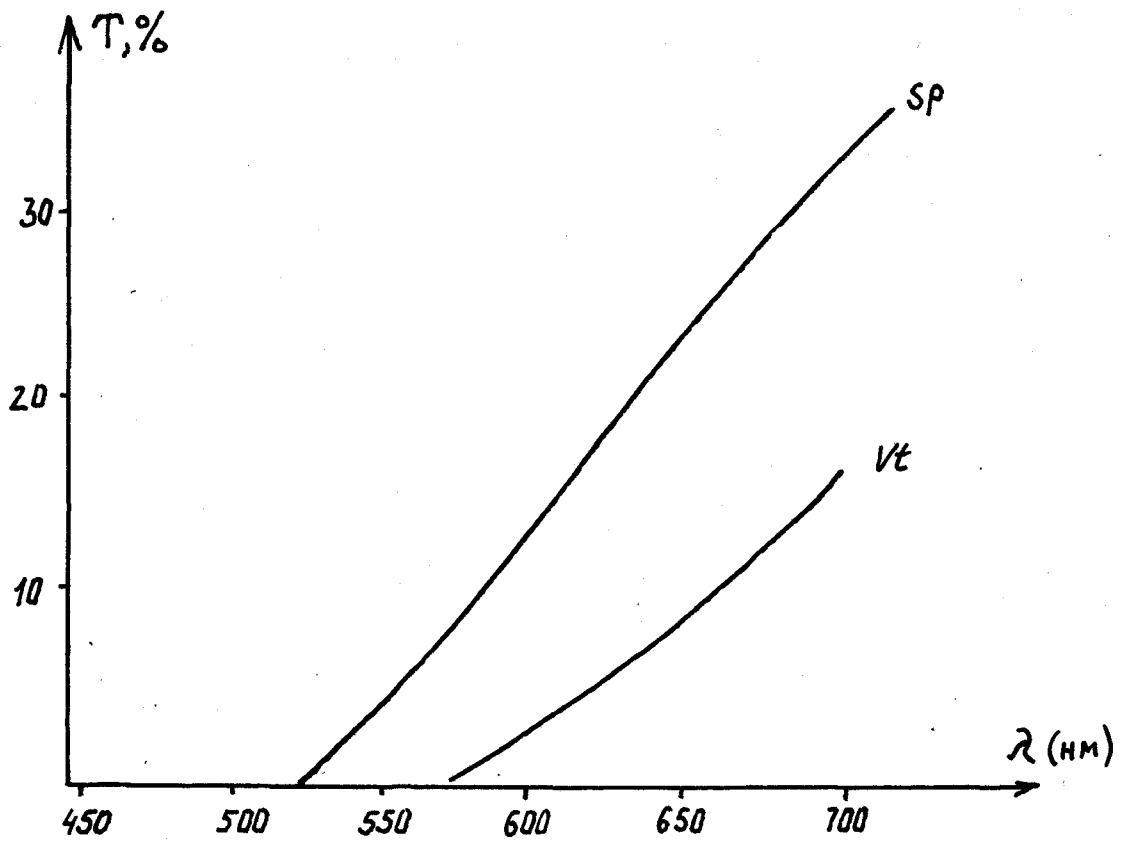


Рис. 14 А) Спектры пропускания витринита и споринита.

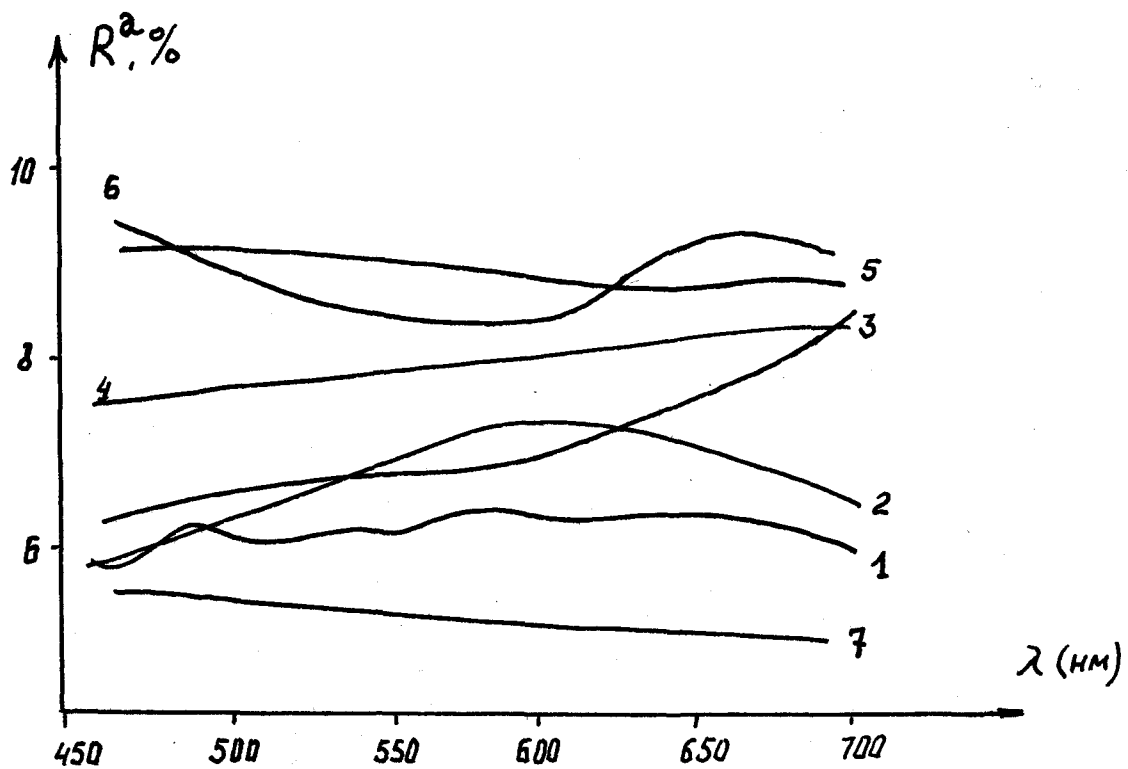


Рис. 14 Б) Спектры отражения I - витринита ($R^a, \%$), 2, 3, 4, 5, 6 - фюзинита, и 7 - споринита.

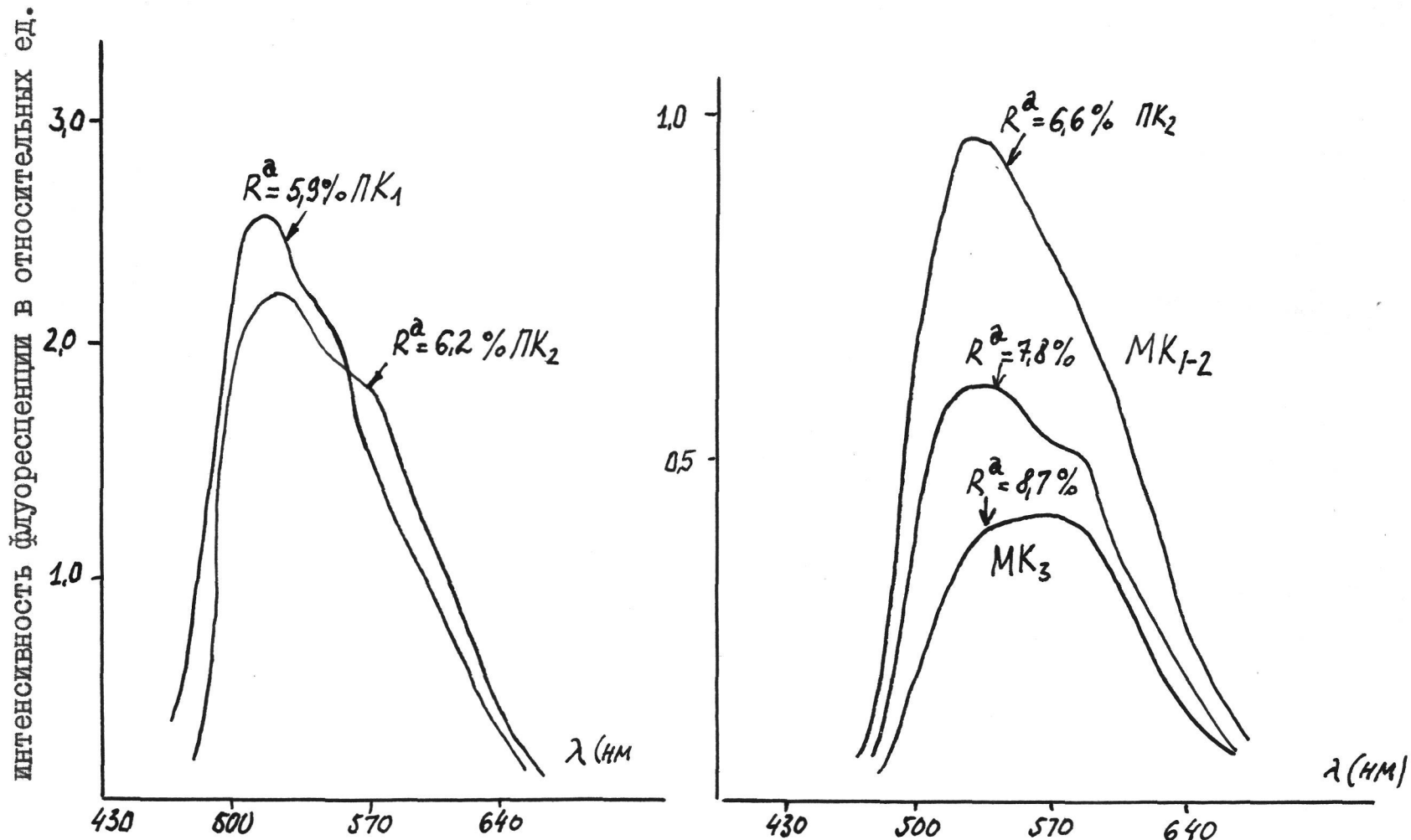


Рис. 15 Спектры флуоресценции макроспоринита на разных стадиях катагенеза (исследования В.И.Ручнова, 1974, коллекции углей, представленной Т.П.Емец) (В.И. Ручнов, Т.П.Емец Н.В.Лопатин, 1976, В.И.Ручнов, 1976).

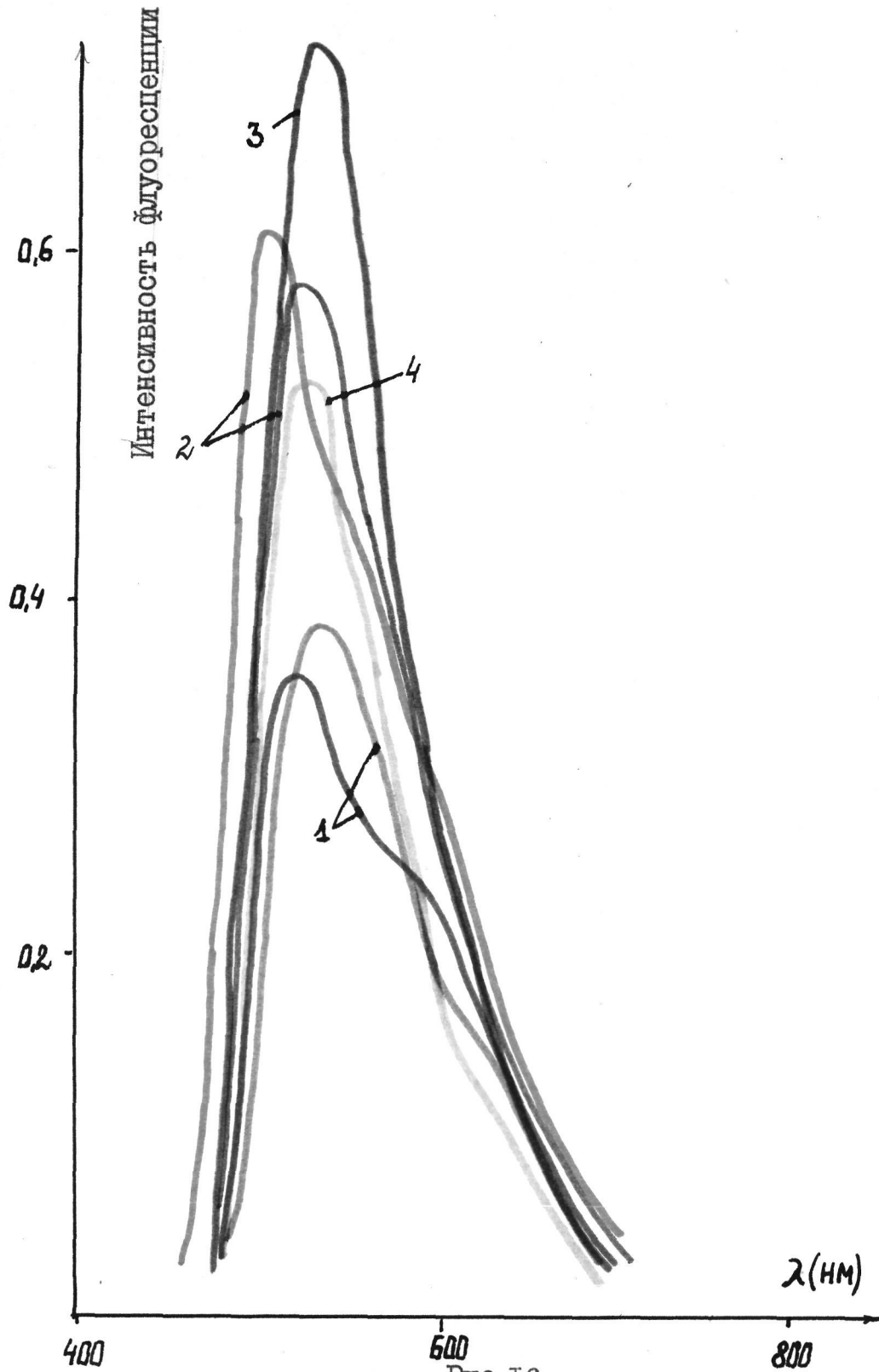


Рис.16

Спектры флуоресценции таллоалгинитов: 1 - Прибалтийского горючего сланца (ордовик, стадия ПК); 2 - Болтышского горючего сланца (палеоген, стадия ПК); 3 - Подмосковского богхеда (нижний карбон, ПК); 4 - оленекского сланца (МК₁). Исследования В.И.Ручнова (1976), коллекция А.И.Гинзбург.

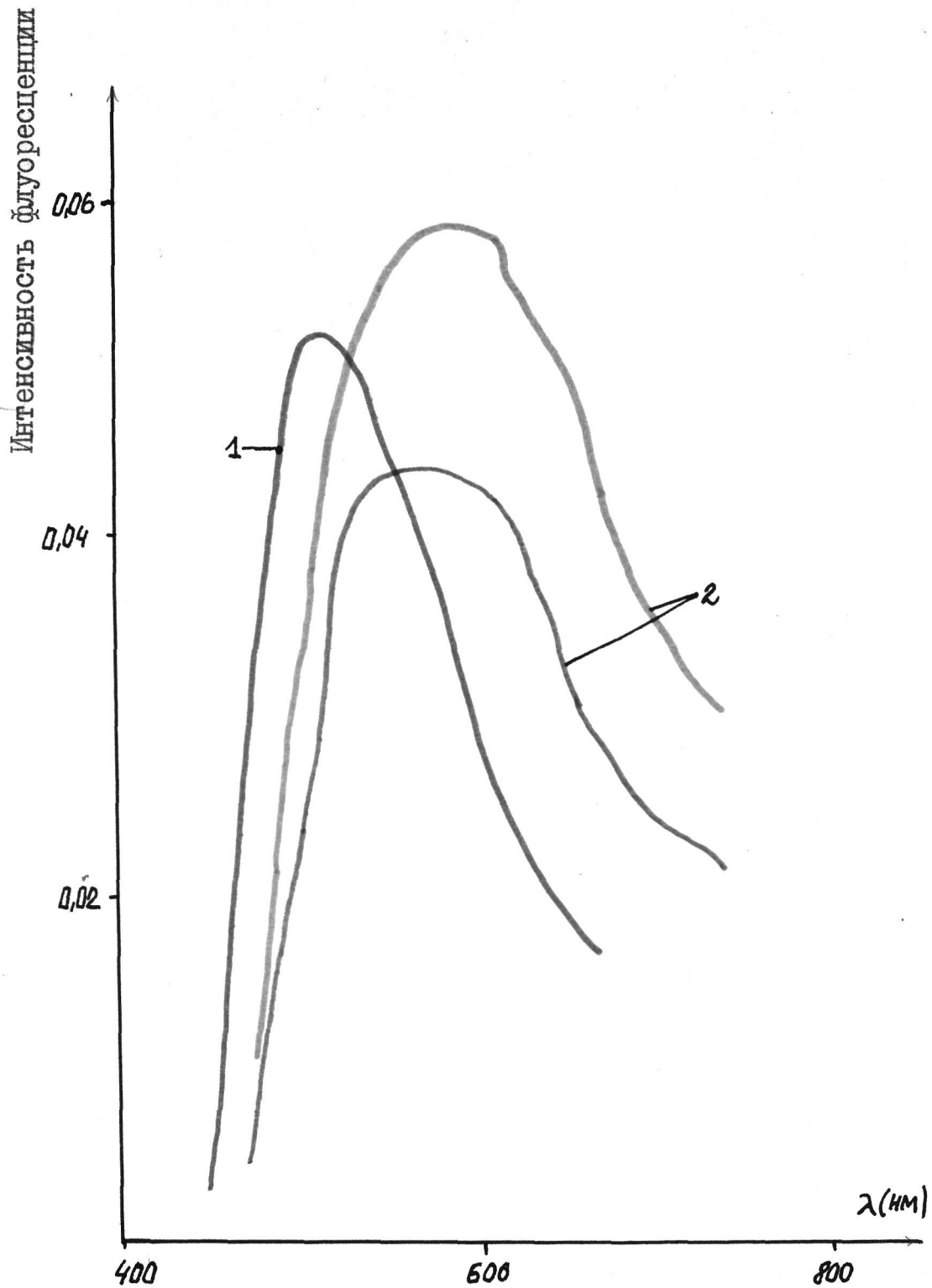


Рис. 17

Спектры флуоресценции микроспор 1, и кутикулы - 2 в угле Донецкого бассейна (шахта Трудовская, 7, пласт м₃ ОС = 7,3-7,5%, МК_I. коллекция автора).

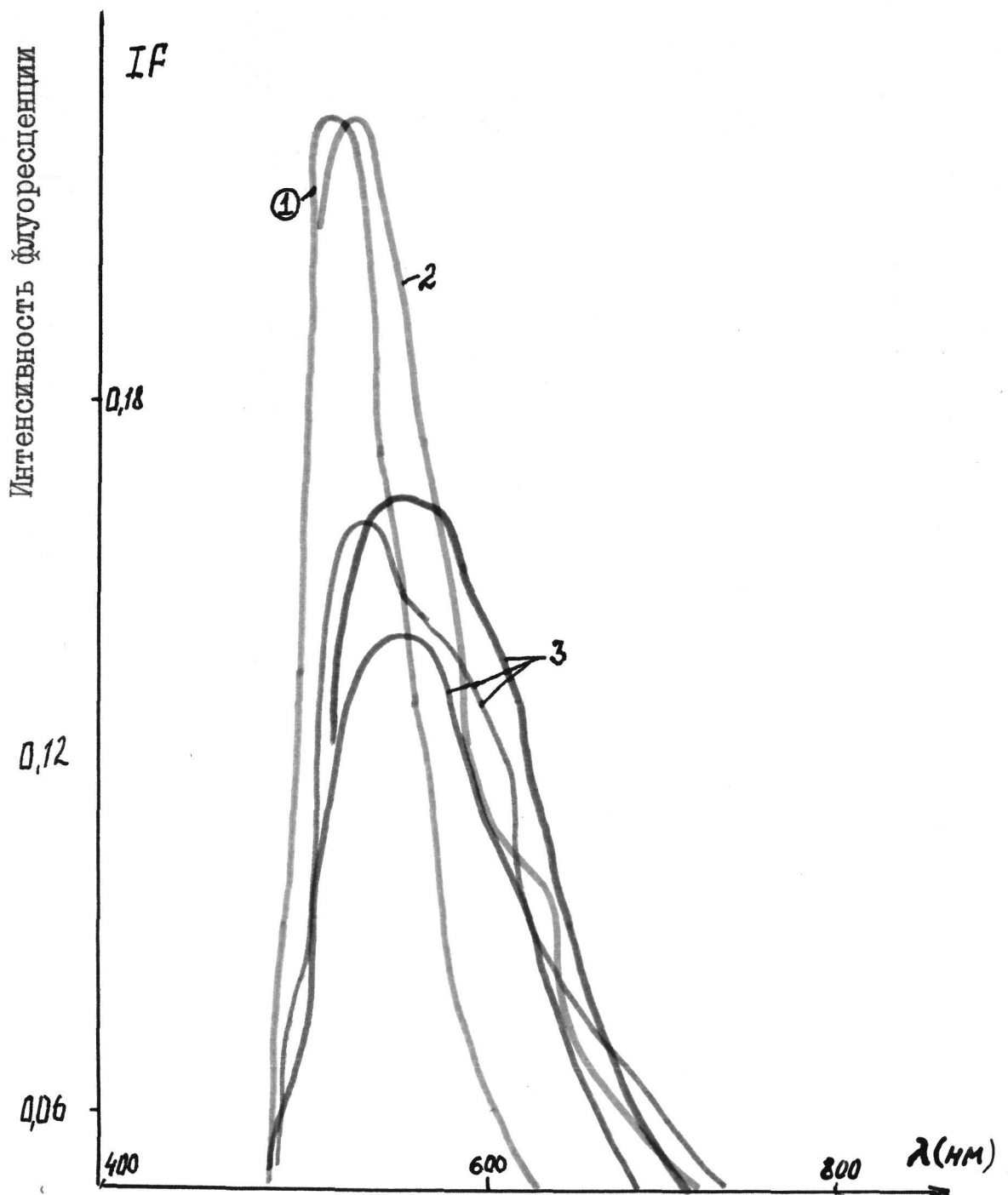


Рис. 18

Спектры флуоресценции колоальгинитов: 1 - Ново-Дмитровское месторождение (неоген, стадия ПК); 2 - Болтышское месторождение (палеоген, ПК); 3 - Иркутское месторождение (средняя юра, МК₁); исследования автора, коллекция А.И. Гинзбург.

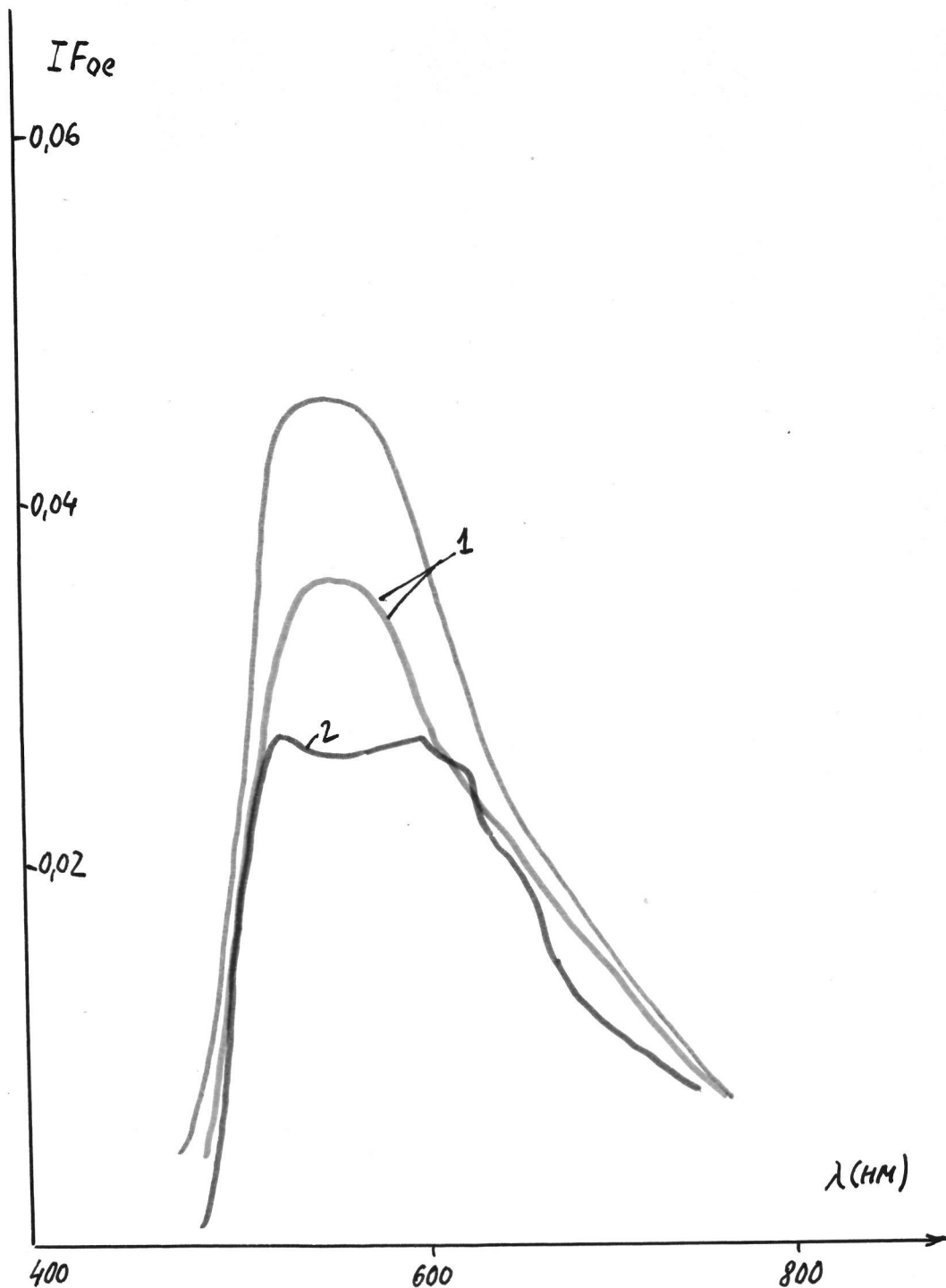


Рис. 19

Спектры флуоресценции: 1 - кутикула в угле (шахта Трудовая 5, пласт ℓ_4 ОС=7,7%, МК_{I-2}, коллекция автора), 2 - микроспора (Кумское месторождение, МК_I, коллекция А.И.Гинзбурга).

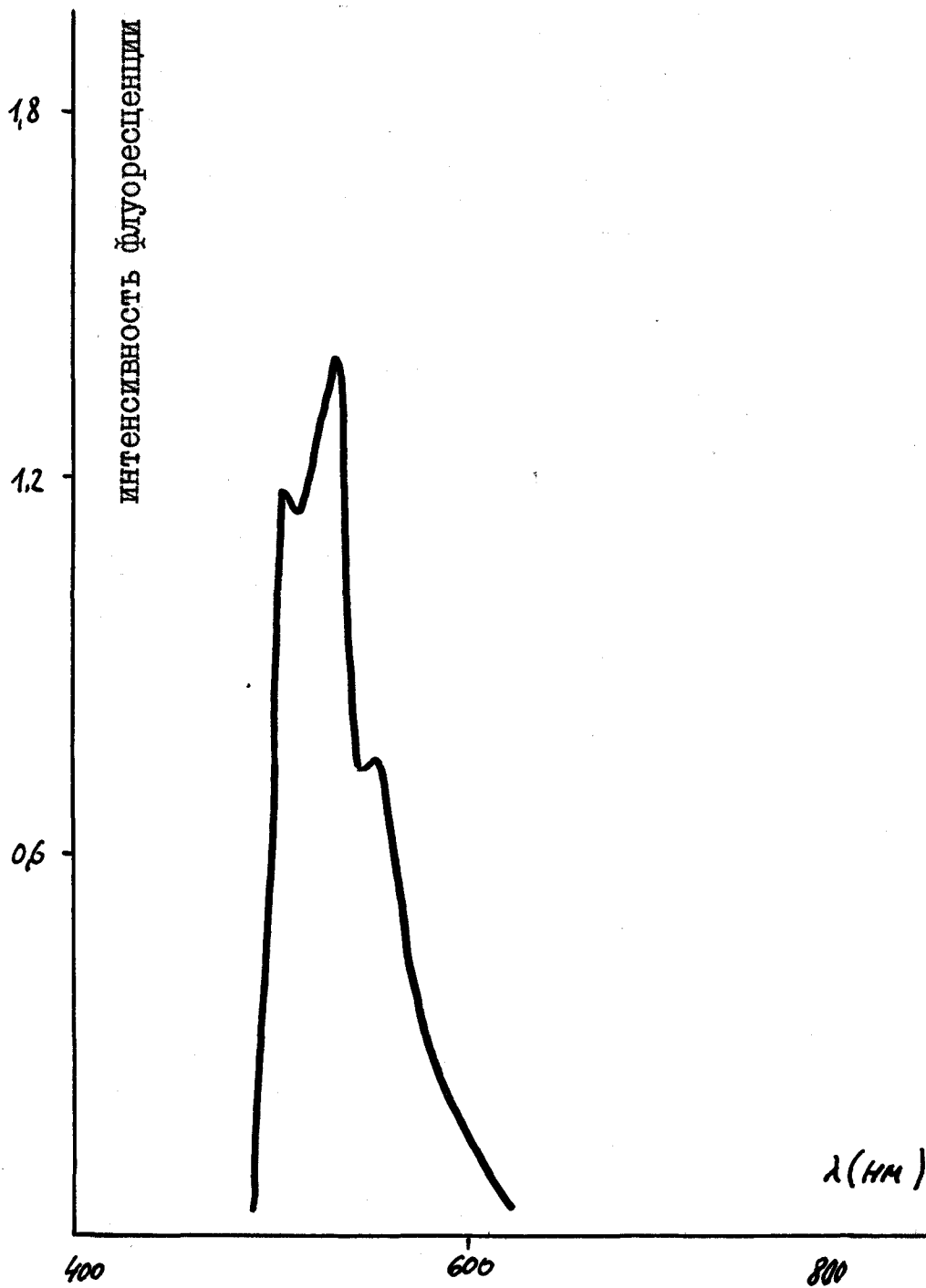


Рис. 20 . Спектр флуоресценции "эталона" - уранового стекла ЖС-19. Данные автора.

В заключении кратко основимся на конструкции и принципе действия универсального регистрирующего микроскопа-спектрофотометра, разработанного нами на базе модернизированных серийных узлов.

Люминесцентный микроскоп МЛ-2 является основным блоком установки. Он обеспечивает возможность освещения объекта снизу через конденсор - в проходящем свете, сверху через опак-иллюминатор и объектив - в отраженном, кроме того, возможно освещение объектов при смешанном освещении. Перед полевой диафрагмой микроскопа нами была установлена втулка для помещения вращающегося поляризатора, а анализатор установлен в микрофотометрической насадке МФН-10, надеваемой на головку микроскопа и используемой в качестве своеобразного оптического переключателя, направляющего свет или на окуляр, или на вставляющийся на место окуляра коаксиальный тубус с фотоаппаратом, а также для микрофотометрирования - на приставку ПООС-1. Кроме того, фотографическая насадка МФН-10 (рис. 3, 4) была использована в качестве нижнего тубуса ПООС-1 вместо полый удлиняющей втулки серийной конструкции ПООС-1. Таким образом, серийный люминесцентный микроскоп был переоборудован в поляризационно-люминесцентный. Для изучения объектов в отраженном свете в видимой области в опак-иллюминаторе микроскопа темнопольное устройство было заменено на отражательную кварцевую пластинку из опак-иллюминатора микроскопа ПОЛАМ-Р-311 (возможно применение и отражательной призмы). Таким образом, в результате простых переключений осветительных устройств и применения сменных фильтров для определенных областей спектра и поляризаторов представляется возможность легкого перехода от одного режима освещения к другому (рис. 4).

Например, поместив в сконструированную нами втулку перед

полевой диафрагмой микроскопа нейтральный светофильтр и поляризатор можно последовательно изучить препарат, находящийся на вращающемся на 340° предметном столике в проходящем и отраженном свете, затем быстро заменив светофильтры на возбуждающие флуоресценцию, исследовать флуоресцентные излучения препарата. Возможно одновременное, путем соответствующих комбинаций, изучение объекта в обыкновенном проходящем свете и возбуждении отраженным светом флуоресценции объекта с помощью светофильтров, помещенных в систему отраженного света микроскопа. Модернизация приставки МФН-10, используемой в качестве оптического коммутатора позволяет после визуального просмотра объекта, вставить на место окуляра коаксиальный тубус с фотоаппаратом и сфотографировать объект, а затем переключить свет на ПООС-1 и произвести микрофотометрирование интересных свойств (флуоресценцию, отражение, абсорбцию) объекта с площади объекта, выделенной микрозондовой системой ПООС-1. Для повышения стабильности источника излучения в серийном пульте питания ртутной лампы ДРШ-250-3 смонтирован выпрямитель, со сглаживающими фильтрами. Питание лампы постоянным током значительно снизило вариации световых потоков. Пульт питания лампы ПРЛ-5 включен в сеть через параллельно соединенный феррорезонансный стабилизатор С-0,9, обеспечивающий снижение вариаций напряжения сети. В приставке ПООС-1 вместо морально устаревшего ФЭУ-27 применен более современный, а в ряде случаев специально подбираемый по характеристикам ФЭУ-79, помещенный в специальный корпус с делителями и разъемами. Развертка дифракционной решетки при автоматической записи спектров осуществляется мотором Д-214, соединенным посредством фрикционной передачи с микрометрическим винтом решетки. Револьверное устройство микроскопа МЛ-2 позволяет производить быструю установку необ-

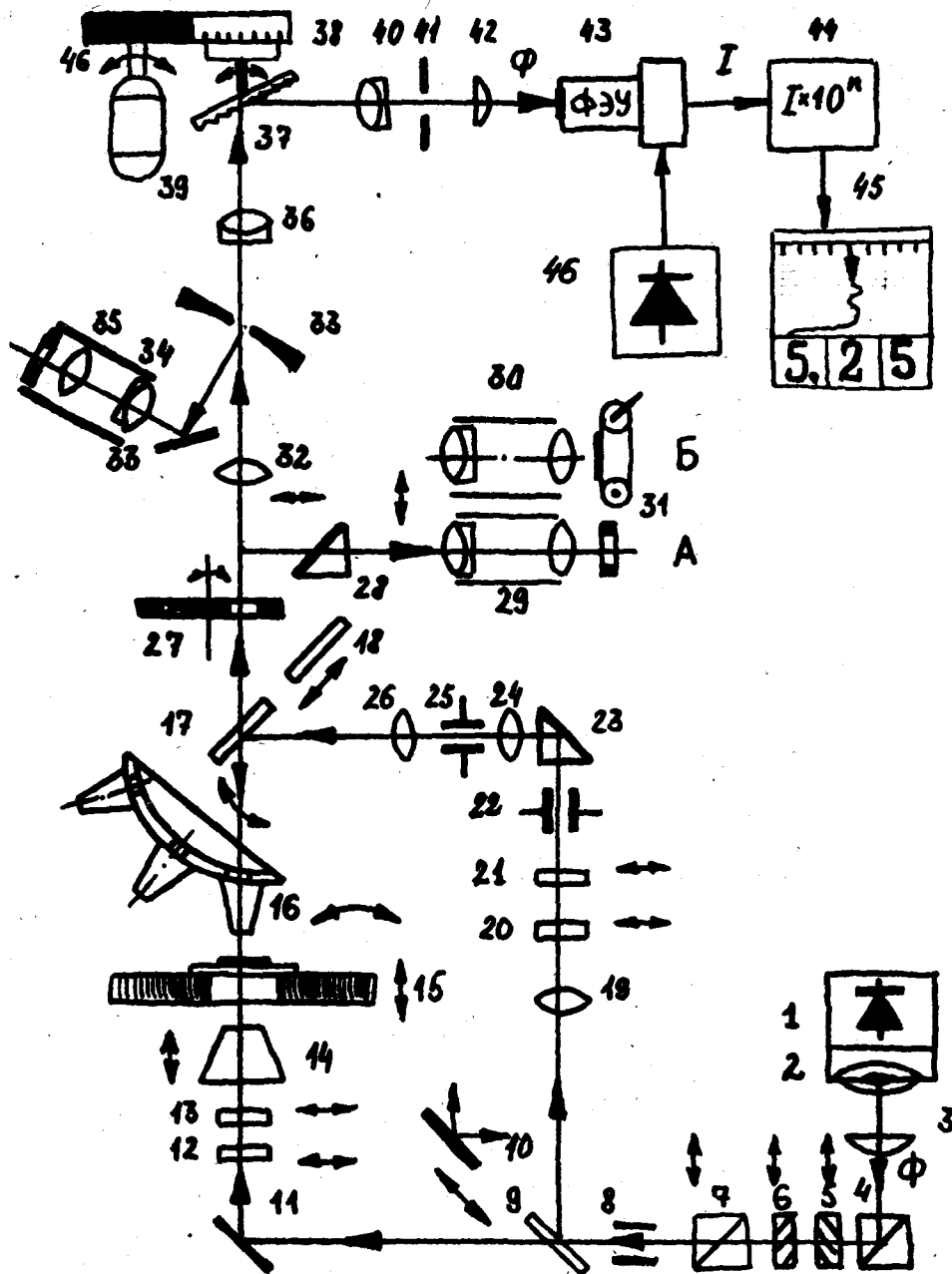


Рис. 2I Универсальный регистрирующий микроскоп-спектрофотометр (В.И.Ручнов, 1974, 1976, 1977). Пояснения в тексте.
Упрощенная оптико-электронная схема на базе модернизированных серийных узлов.

ХОДИМЫХ ОБЪЕКТОВ.

Работу установки легко рассмотреть по оптико-электронной схеме, приведенной на рис. 2Г. При освещении объекта снизу, свет от источника излучения ртутным или сплошным спектром 2, питаемого от прецизионного стабилизатора I, коллектором 3, зеркалом II проецируется в плоскость ирриговой апертурной диафрагмы конденсора I4 и далее линзами конденсора и объектива I6 в выходной зрачек объектива. Полевая диафрагма 8 зеркалом 3 и конденсором 4 проектируется в плоскость объекта. Объектив I6 проектирует объект в плоскость призмы 28 и далее на окуляр 29, или фотоаппарат 30 (положения А или Б). В случае выключения призмы 28 из хода лучей свет через линзу 32 проектируется на вогнутое зеркало 33 со снятым центральным участком отражающего слоя диаметром около 0,2 мм - микрозондом и поступает в поле зрения окуляра 35 с помощью зеркала 33 и объектива 34, а также через микрозонд зеркала 33 и объектив 36 проектируется на дифракционную решетку 37. Далее, пройдя микрообъектив 40, выходную щель 41, свет с помощью линзы 43 фокусируется на фотокатоде фотоэлектронного умножителя 43. В окуляре 35 виден объект и в центре поля зрения черное отверстие микрозонда зеркала 33, осуществляющего ограничение фотометрируемой площадки. Световой поток от объекта, преобразованный с помощью фотоэлектронного умножителя 43 усиливается электрометрическим усилителем 44 и регистрируется самопишущим потенциометром и цифровым вольтметром 45.

При освещении объектов сверху в ход лучей включается зеркало I0 и светоделительная пластинка I7 со специальным покрытием, преимущественно отражающим лучи с длиной волны 360-440 нм и пропускает лучи с длиной волны 440-700 нм (в случае возбуждения люминесценции), или специально нами введенная кварцевая

пластинка 18 для изучения объектов в обычном отраженном свете. Тогда источник света 2 коллектором 3 проектируется зеркалом 10 линзой 19 в плоскость апертурной диафрагмы 22, и далее призмой 23 линзой 24, 26 проектируется в выходной зрачек объектива 5. Полевая диафрагма 22 линзами 24, 25 светоделительной пластиной 17 или 18 и объективом 16 проектируется в плоскость объекта. Отраженный или флуоресцентный свет объекта через объектив 16 светоделительную приставку 17 (или 18) поступает далее на окуляр-микроскоп или окуляр-фотоаппарат 29-30, как в предыдущем случае.

При смешанном освещении в ход лучей вводится светоделительная пластинка 9 со специальным интерференционным покрытием, осуществляющая разделение светового потока на два направления: для освещения сверху - через опак-иллюминатор и снизу - через конденсор.

Фильтры, обеспечивающие выбор соответствующей области излучения, помещаются на позиции 5, 6, 20, 21, 12 и 13, поляризатор - в 7, анализатор и запирающее флуоресцентное излучение фильтры, помещаются во вращающийся диск 27.

В установке предусмотрено снижение интенсивности светового потока, прошедшего от объекта с помощью нейтральных светофильтров, которые помещены внутри приставки МФН-10. Кроме того, возможно переключение уровней регистрируемых потенциометром сигналов с помощью делителя. Значительное снижение флуктуаций регистрируемого сигнала осуществляется емкостным фильтром, включенным на выходе усилителя У5-7. Методика коррекции спектров флуоресценции кратко описана ранее.

Автоматический разворот дифракционной решетки 37 при записи спектров осуществляется мотором 39, соединенным с микрометрическим

винтом решетки 38 посредством резиновой втулки ффрикциона 46.

Установка может быть собрана на базе исследовательских и рабочих люминесцентных микроскопов серии ЛЮМАМ и спектрофотометрической приставки СФН-10 (ЛЮМО) с рекомендованными нами электронными и регистрационными устройствами. В качестве источников излучения целесообразно использовать ртутные лампы ДРШ-250-2, а также ксеноновые ДКСШ-150, имеющие сплошной спектр и отличающиеся более высокой стабильностью излучения.

ГЛАВА III. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТЕПЕНИ КАТАГЕНЕЗА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПО ОТРАЖАТЕЛЬНОЙ СПОСОБНОСТИ ВИТРИНИТА

Разработка рекомендаций по применению и апробации современной отечественной микроспектрофотометрической аппаратуры, обеспечивающей весь комплекс визуальных и высоколокальных (до 2,5 - 1 мкм) высокоточных измерений, а также предложенный способ комплексного исследования одного препарата (шлифа) являются существенным усовершенствованием методики. Другими важными и требующими уточнения обстоятельствами являются: выбор оптимальных оптических режимов измерения отражения, маловарьирующего показателя отражения коллинита, оценка точности определений, необходимое число определений.

Отражательная способность витринита (ОС) определяется по формуле: $R = (I_{рв} : I_{рэ}) \times 100\%$ путем измерения интенсивности световых потоков, отраженных от визуально выбранных под микроскопом локальных участков витринита ($I_{рв}$) и от "эталоны" ($I_{рэ}$), или, в случае калибровки регистратора, - непосредственным отсчетом искомой величины.

Согласно рекомендаций Международного комитета по углепетрографии (1971) измерения ОС необходимо проводить в поляризованном свете при вращении сечений витринита (R_{max} и R_{min}). Можно показать, что этот режим необходим из-за:

1) более достоверной диагностики анизотропных мацералов в поляризованном свете (А.И. Гинзбург и др. 1975, Л.И. Сарбеева, 1965, 1968 и др.);

2) незакономерной поляризацией света оптикой микроскопа и при отражении от объекта, происходящей в неполяризованном

свете;

3) главные показатели анизотропных мацералов можно определить только в поляризованном свете при вращении сечения на предметном столике микроскопа, как это следует из классической кристаллооптики и рудной микроскопии (М.П.Шаскольская, 1976, Л.Н.Вяльсов, 1977 и др.);

4) в неполяризованном свете без вращения столика микроскопа (например, Г.С.Калмыков, 1964, ГОСТ 21489-76, *N. Bostic J. Forster*, 1973) можно измерить только ряд значений ОС случайно ориентированных сечений витринита, так как абсолютно точный срез препарата, соответствующий изотропному сечению технически приготовить невозможно, особенно для рассеянных микровключений ОВ в породах.

Разработчики ГОСТ 21489-76 ("Разделение углей на стадии метоморфизма") были вынуждены принять измерения ОС в неполяризованном свете из-за неразработанности современных технических условий измерений (как отмечал И.И.Аммосов, 1974) и в этой связи ориентироваться на устаревший ГОСТ 12113-66 по аппаратуре определения ОС.

Можно показать, что интенсивность отраженного линейно-поляризованного светового потока (I_p) при измерениях на микроскопе-фотометре будет зависеть от апертуры объектива (A), показателей преломления объекта (n) и иммерсии (n_{im}), азимута поляризации света (α):

$$I_p = \frac{I_0 A^2}{B^2} \left[\frac{\operatorname{tg}^2(\arcsin \frac{A}{n_{im}} - \arcsin \frac{A}{n})}{\operatorname{tg}^2(\arcsin \frac{A}{n_{im}} + \arcsin \frac{A}{n})} \cdot \cos^2 \alpha + \frac{\sin^2(\arcsin \frac{A}{n_{im}} - \arcsin \frac{A}{n})}{\sin^2(\arcsin \frac{A}{n_{im}} + \arcsin \frac{A}{n})} \cdot \sin^2 \alpha \right],$$

где I_0 - интенсивность света источника, B - увеличение объектива, которое не влияет на результаты измерения ОС (R).

При выводе этой формулы автор воспользовался известными

положениями оптики: законом преломления; формулами Френеля; понятием об апертуре объектива (Л.С.Агроскин, Г.В.Папаян, 1977), зависимостью интенсивности света от характеристик объектива.

Правая часть формулы в скобках представляет собой перпендикулярную компоненту отраженного света, левая - параллельную. Понятно, что при азимуте поляризации 0° будет измеряться только минимальное значение параллельной компоненты, при азимуте 90° - только максимальное значение перпендикулярной компоненты, а при азимуте 45° - полусумма обоих компонент. Отсюда ясно, что при различных азимутах поляризации света нельзя получить абсолютной сопоставимости измеренных значений ОС витринита, особенно, как следует из приведенной формулы, применяя объективы с различными апертурами и другие различные оптические режимы (ширину раскрытия апертурной диафрагмы, освещение через пластину или призму).

По вопросу выбора азимута поляризации при измерении ОС нет единства ни в рудной микроскопии, ни в углепетрографии. Л.И.Сарбеева (1965, 1968, 1975) рекомендует азимут 90° , при котором измеряется только одна, - перпендикулярная компонента, имеющая максимальное значение и зависящая от оптических режимов. Группа углепетрографов в *Stack' tex books* (1975) рекомендует (без обоснования) измерять при азимуте 45° , стандарт США (*Coal petrography, ISO/75* 27 1180, 1976) среднее значение ОС в неполяризованном свете, или максимальное значение при азимуте 90° или 45° в зависимости от системы освещения (призма, пластинка). В рудной микроскопии Е.Г.Рябева (1968) измеряет ОС при азимуте 45° , Н.И.Шумская, В.Е.Клейнбок, Н.П.Александрова (1971) при 0° или 90° азимуте, а Л.Н.Вяльсов

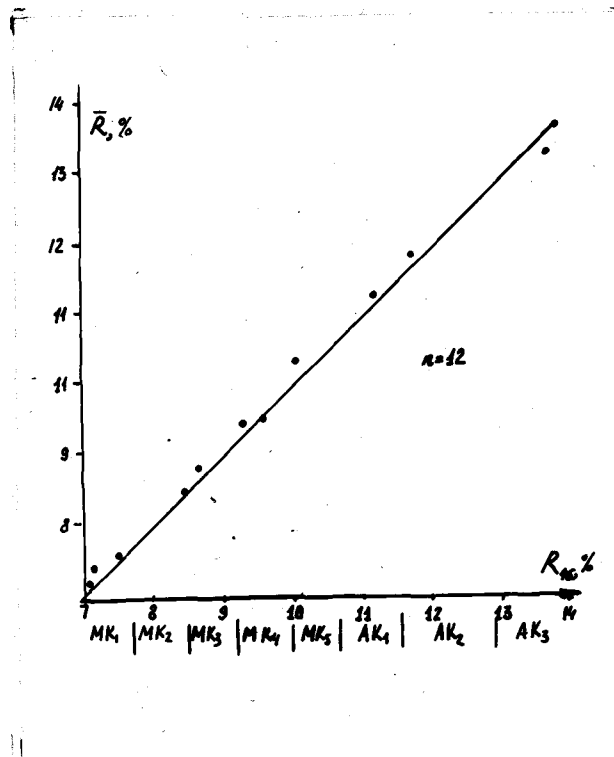


Рис. 22 Соотношение ОС витринита при измерениях в неполяризованном свете ($\bar{R}, \%$) и с азимутом поляризации 45° (n - число исследованных параллельных проб), $R_{45}, \%$.

(1977) проводит последовательные измерения при 0° и 90° азимуте с последующим усреднением результатов.

Можно показать, что наиболее приемлемым для измерения ОС витринита является азимут поляризации 45° , т.к. только при таком режиме: 1) в значительной мере снижается влияние апертуры (A) применяемого объектива и усредняются многие другие оптические ошибки (теоретически и экспериментально показано М.Береком в 1937) за счет измерения полусуммы двух компонент отраженного света; 2) значение ОС витринита должно быть тождественно (при прочих равных условиях) ОС, измеренной в неполяризованном свете (следует из оптики М.Борн, Э.Вольф, 1973).

Этот режим создает предпосылки для: 1) сохранения преемственности шкалы катагенеза по отражательной способности, разработанной на основании многочисленных и статистически усредненных измерений ОС витринита в неполяризованном свете (шкала И.И.Амосова, ГОСТ 21489-76), позволяя проводить измерения на качественно более высоком уровне; 2) обеспечение межлабораторной в международном масштабе сопоставимости и воспроизводимости исследований.

Отмеченные нами положения подтверждены экспериментально, статистическими измерениями. Так, получены близкие значения ОС коллинита при измерениях: 1) с азимутом поляризации 45° и в неполяризованном свете для 12 препаратов углей и РОВ во всем диапазоне шкалы катагенеза (рис. 22) ; 2) в лаборатории Международного комитета по углепетрографии и во ВНИИЯГТе (сообщение Н.В. Лопатина, являющегося с 1978 г. заместителем председателя секции палеотемператур коминета).

Обобщая данные советских и зарубежных углепетрографов можно показать, что первичная анизотропия лигнин-целлюлозных тка-

ней¹⁾ при полной гелификации теряется и коллинит может быть изотропным на грациях от ПК₂ до МК₂₋₃ (следует из данных Д.Кревелена, Ж.Шуера, 1960, *D.Chandra*, 1965, 1969 и др.). Т.е., максимальные (R_{max}) и минимальные (R_{min}) значения отражения витринита равны, и никаких проблем в выборе параметров ОС в качестве показателя катагенеза нет.

Можно показать, что вторичная анизотропия (появление двуотражения $\Delta R = R_{max} - R_{min}$) связана с эффектом фотоупругости²⁾ витринита (наибольшая у коллинита) ведущим фактором которого является значительное давление (совместно с температурой). Поэтому в зависимости от характера вмещающей среды, определяющей передачу нагрузки на витринит, геобарической истории (включая интенсивные тектонические напряжения) на любой грации мезо- и апокатагенеза может сформироваться специфический необратимый кристаллооптический облик и свойственная ему анизотропия витринита³⁾. Именно поэтому, общепринятая теоретическая концепция о постоянной отрицательной одноосности витринита на всех стадиях катагенеза и принятие, исходя из этого, максимального (R_{max}) показателя отражения в качестве индикатора катагенеза (Международный комитет 1971, Л.И.Сарбеева, 1965, 1975) неточны, что подтверждается значительной вариацией R_{max} и R_{min} , от-

1) С.М.Манская, Л.А.Кодина (1975), анализируя структуру клеточных оболочек отмечают наличие кристаллических и аморфных участков в волокне целлюлозы.

2) Явление превращения оптически изотропного аморфного в-ва в анизотропное под действием напряжения, впервые обнаружено Д.Брюстером (1815г.), используется в технике для определения напряжений (М.Борн, Э.Вольф, 1973) Для витринита фотоупругость отмечена нами впервые.

3) Формирование анизотропии под действием геотектонических напряжений отмечали Н.М.Крылова, (1968; 1971, 1975), М.Тайхмюллер, в модельных опытах Д.Чандра (1965, 1969).

мечаемой этими и другими исследователями. Эти данные, по мнению автора и собственные исследования свидетельствуют о двуосности витринита и разнообразии оптических знаков (положительного, отрицательного, нейтрального) в мезо- и апокатагенезе, что подтверждается данными М.Н.Пономаревой с соавторами (1972), А.С.

Cook, D.C. Myrchaion, E. Scott (1972) о двуосности витринита на антрацитовой стадии. Л.И.Сарбеева (1975) не проводя специальных кристаллооптических исследований ставит под сомнение существование двуосности витринита на антрацитовой стадии. Это утверждение противоречит ее собственным данным.

Резюмируя отметим, что точная количественная классификация мезо- и апокатагенеза при двуосности витринита (особенно высокоанизотропной антрацитовой стадии) может быть осуществлена только по главному показателю отражения изотропного сечения коллинита (изотропный показатель - R_2), т.к. показатели других сечений варьируют в зависимости от уровня анизотропии¹⁾. Точно это можно осуществить только при установлении значений трех главных показателей отражения (R_1, R_2, R_3), например, на основании статистической диагностики мацералов, разработанной в рудной микроскопии (Ж.Орсель, Л.Н.Вяльсов, 1977), а приближенно (в зависимости от уровня анизотропии) - принятием в качестве эквивалента (R_2) среднего между среднеарифметическими R_{max} и R_{min} значения.

Особое значение при определении степени катагенеза POB пород имеет точное установление среди всего многообразия твер-

¹⁾ Поэтому измерения ОС случайно ориентированных сечений в неполяризованном свете, как следует из данных И.И.Аммосова (1974), Н.Бостика (1975) и др. приводит к значительным вариациям ОС, превышающим интервал градации и невозможности точного определения степени катагенеза по среднеарифметическому значению ОС, особенно апокатагенеза.

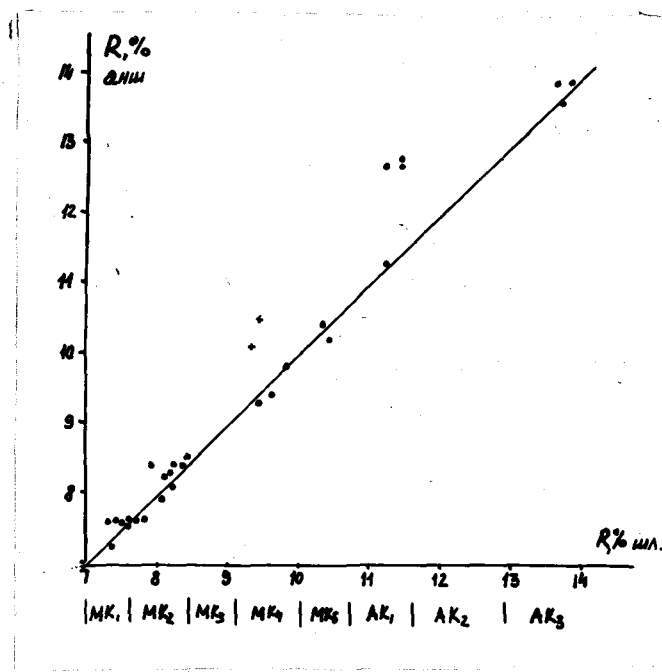


Рис. 23 Соотношение ОС витринита при измерениях в аншлифах и шлифах на разных стадиях катагенеза. Составил В.И.Ручнов с учетом измерений Т.П.Емец, Л.Д.Бурмистровой и автора. Исследования проведены при технико-методической постановке автора. Исследовано 30 параллельных проб (60 препаратов с числом измерений ОС в каждом = 50).

дых органических компонентов (битуминозных и углистых) непереотложенных включений витринита (коллинита).

Г.С.Калмыков (1976) проводит распознавание витринита путем измерения ОС в двух оптических средах - в воздухе и иммерсии. И.В.Еремин, С.А.Мусял, В.Я.Лимонова (1974), Н.П.Гречишников (1975) разработали признаки выделения сингенетичных включений витринита по которым необходимо проводить замеры ОС.

На более точную визуальную диагностику мацералов углей в шлифах при комбинированном освещении в проходящем и отраженном свете указывают А.И.Гинзбург, А.В.Лапо, И.А.Летушова (1976), а для изучения горючих сланцев они рекомендуют ультрафиолетовую микроскопию проходящего и отраженного света.

Как мы уже отмечали, наиболее достоверной является комплексная инструментально-визуальная диагностика мацералов в тонких шлифах при последовательном или одновременном освещении проходящим и отраженным светом и одновременном высоколокальном измерении ОС (рис. 5).

На рис 23 приведены сопоставления ОС коллинита в шлифах и аншлифах углей и углистых включений пород, основанные на изучении 22 параллельных препаратов во всем диапазоне шкалы градаций катагенеза. При увеличении объектива 40 крат, диаметре зонда 2,5 мкм, азимуте поляризации 45° отличия ОС, как и ожидалось при уверенной диагностике витринита связаны только с качеством полировки. Так, точки на графике ложатся на медиану при оптимальном и одинаковом у обоих препаратов I2 классе полировки поверхности (инструментальный контроль качества поверхности впервые нами осуществлен на ЛОМО интерференционным методом), и отклоняются как в одну, так и в другую сторону от медианы в зависимости от соотношения класса полировки, например, при I0

классе шлифа и I2 классе аншлифа. В области AK_I отмечена завышение ОС в аншлифах, связанное с переполировкой поверхности до I4 класса при I2 классе у шлифов.

На рис. 24–25 приведены полигоны (частотные графики) распределения R_{max}^a и R_{min}^a витринита, измеренных (по 50 точкам) в шлифах и аншлифах во всем диапазоне шкалы градаций катагенеза^{I)}. Частотные графики свидетельствуют о близких средних значениях R_{max}^a и R_{min}^a витринита при измерениях в шлифах и аншлифах, о достаточно симметричном распределении R_{max}^a и R_{min}^a относительно средних значений. На рис. 27 приведены частотные графики R_{max}^a и R_{min}^a витринита во всем диапазоне катагенеза, измеренные нами в шлифах и аншлифах при азимуте поляризации 45° и в поляризованном свете. Как уже отмечалось, значения ОС практически тождественны, однако, частотные распределения несколько различны, что можно объяснить незакономерной поляризацией света при измерениях без поляризатора.

Кроме построения частотных графиков в комплексе вероятностно-статистической обработки результатов нами для R_{max} были оценены: стандартное отклонение (S), коэффициент вариации среднего (V), относительная ошибка среднего при 95% доверительном интервале ($\varepsilon, \%$) абсолютная ошибка среднего при 95% доверительном интервале ($\Delta\varepsilon$), вероятность среднего (P), способы определения которых приведены в ряде руководств (Ю.И. Корчагина, О.П. Четверикова, 1977). Результаты обработки приведены в табл.

3, рис. 26, 27, 28.

Для оценки фактической точности определения ОС, обеспечива-

I) Исследования проведены при общей постановке Н.В. Лопатина, углепетрографической – Т.П. Емец, технико-методической – автора, измерения ОС осуществлены Л.Д. Бурмистровой, Т.П. Емец, автором. Интерпретация результатов автора.

ющей целевую задачу установления градаций катагенеза и возможность их разделения на субградации предложены:

1) отношение интервала размаха ОС градации ($\Delta R_{ик}$) шкалы, к размаху вариации ОС витринита при измерении ($\Delta R_{из}$) - параметр Y ;

2) отношение $\Delta R_{ик}$ к $2\Delta\xi$ - параметр Y_{95} .

Значения параметров, значительно меньшие 1,0 свидетельствуют о невозможности точного установления градаций; составляющие около 1,0 - об обеспечении установления только градации и, наконец, составляющие несколько единиц и более - о количестве возможно выделяемых субградаций.

Сопоставление по параметру Y фактической точности определений степени катагенеза по ОС витринита по данным И.И.Аммосова, (1974), *N. Bostic, J. Forster, 1975* и автора для таково:

Градация	ПК ₃	МК _I	МК ₂	МК ₃	МК ₄	МК ₅	АК _I	АК ₂	АК ₃₋₄
И.И.АММОСОВ	0,5	1,5	1,4	1,2	1,0	0,7	0,7	-	-
<i>N. Bostic</i>	0,5	0,5	0,9	-	-	-	-	-	-
В.И.Ручнов	2,5	2,8	2,9	2,4	3,0	3,0	1,6	3,0	10

Средние значения параметра Y_{95} (для R_{max}) более точно характеризующего измерение по нашим данным следующие:

ПК ₃	МК _I	МК ₂	МК ₃	МК ₄	МК ₅	АК _I	АК ₂	АК ₃₋₄
2,7	4,4	7,7	5,0	6,0	5,0	6,0	8,0	33

Вероятностно-статистическая обработка более пяти тысяч измерений ОС коллинита коллекции углей и РОВ пород (в шлифах и аншлифах), проведенных по предложенной методике позволила отметить следующее:

1. Частотные графики (полигоны) R_{max} и R_{min} (рис. 24-28), как правило, имеют самостоятельное симметричное распределение, вершина каждого из которых строго отвечает среднеарифметическому значению, что свидетельствует о высокой точности измерений, по сравнению с ассиметричными, многовершинными и неответающими среднему размытыми распределениями по данным других исследователей.

2. Вариации R_{max} и R_{min} от зерна к зерну характеризуют двуосность витринита¹⁾ при этом в ряде случаев, R_2 оказалось близким R_{cp} . (рис 26-27, табл. 3), что свидетельствует о нейтральном оптическом знаке и применимости R_{cp} в качестве показателя катагенеза; при положительной и отрицательной двуосности необходимо установление R_2 , т.к. R_{cp} в зависимости от уровня анизотропии является приближенной характеристикой (см.рис. 24-27, табл. 3).

3. При точном установлении R_2 возможна классификация субградаций с точностью измерения ОС, т.е. не хуже $0,1\%R$ абсолютного (табл. 3).

4. Относительная погрешность при 95% доверительном ($\epsilon, \%$) интервале R^a при 50 измеренных составляет не хуже $1,0-1,5 \%$, с

1) Автором предложена методика диагностики осности и оптического знака витринита и других мацералов, основанная на анализе частотных графиков (с учетом опыта рудной микроскопии Н.И.Шумская и др., 1971). При самостоятельных распределениях R_{max} и R_{min} мацерал двуосен. R_2 определяется точно, по точке соприкосновения полигонов R_{max} и R_{min} а ориентировочно оцениваются через $R_{cp} = 0,5 (R_{max} + R_{min})$. Мацерал отрицателен, если вершина R_{max} ближе к R_2 и положителен, если R_{max} ближе к R_2 , оптически нейтрален, если R_{max} и R_{min} расположены на одинаковом расстоянии от R_2 (см. рис.

Таблица 3 .

Некоторые результаты вероятностно-статистической обработки измерений ОС коллинита углей в шлифах (к рис. 27) при азимуте поляризации 45° на разных градациях катагенеза (число измерений $n = 10$).

Града- ция Ста- ти- стики	ПК ₃ /МК _I	МК ₂	МК ₃	МК ₄	МК ₅	АК ₂	АК ₃
R_{\max}^a	7,1	7,5	8,7	9,6	10,1	11,7	13,6
R_2^a	7,1	7,45	8,55	9,45	10,0	11,5	13,4
$R_{\text{ср}}^a$	7,1	7,4	8,6	9,5	10,0	11,5	13,2
S	0,055	0,06	0,09	0,09	0,1	0,09	0,28
$v, \%$	0,7	0,8	1,0	1,0	0,9	0,7	2,1
$\epsilon, \%$	0,9	0,6	0,7	0,7	0,7	0,5	1,5
$2\Delta\epsilon, \%$	0,13	0,09	0,12	0,14	0,14	0,12	0,4
Y	4	4	2,7	4,0	2,3	4,6	10
Y_{95}	4,6	8,0	6,7	5,7	5,0	11,6	20,0
P	0,7	0,6	0,8	0,6	0,4	0,5	0,4

вероятностью от 0,3 до 0,8 среднего (в зависимости от близости сечения к изотропному), что позволяет выделить в градациях, в зависимости от их интервала, не менее 3 - 6 субградаций; при снижении от 50 до 20, 10 и 5 числа измерений $\epsilon \%$ составляет не более 2,5%, что позволяет устанавливать градацию по единичным измерениям (см. рис. 27, 28).

5. Принятый диаметр фотометрирования 2,5 мкм при объекти-

ве 40 x 0,65 (при увеличении 400, 600) не только позволяет измерить ОС практически любого включения ОВ в осадочных породах, но и исключает эффект микрорельефа, сказывающийся при больших диаметрах.

6. Достоверная комплексная диагностика мацералов в шлифах позволяет исключить грубые ошибки (промахи) при определении степени катагенеза ОВ, особенно характерные для РОВ пород.

7. Получено хорошее соответствие ОС коллинита в шлифах и аншлифах при одинаковом I2 классе качества полировки, основанное на исследовании 22 параллельных препаратов в диапазоне МК_I-АК₃ градаций, отличия связаны только с различиями в качестве полировки.

8. Измерения ОС проводились в воздухе. Измерения в иммерсии, как более трудоемкие, менее экспрессные и энергетически невыгодные, вследствие применения объективов с большими апертурами и увеличениями, отсутствия аттестации "эталонов", по мнению автора, менее предпочтительны, хотя и отличаются преимуществами диагностики мацералов. Вероятно, перспективен метод "покровного стекла" (Л.Н.Вяльсов, 1977), позволяющий при одном сухом объективе осуществлять последовательные измерения в воздухе и любой иммерсии, и, являющийся методом аттестации "эталонов" (В.И.Ручнов, 1977).

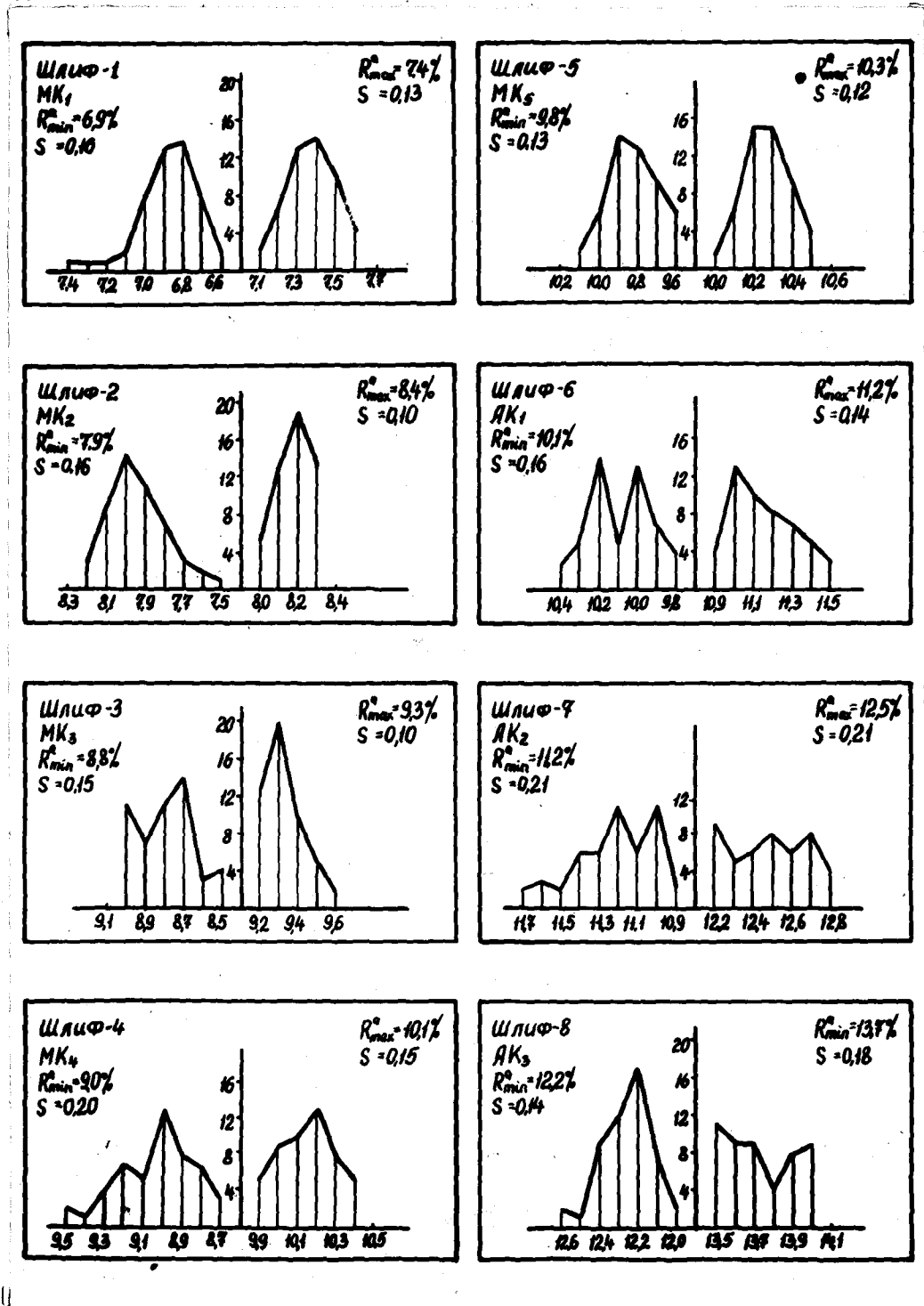


Рис. 24 Настоящие графики распределения ОС витринита в шлифах. Составили Л.Д.Бурмистрова, Т.П.Емец, Н.В.Лопатин, В.И.Ручнов.

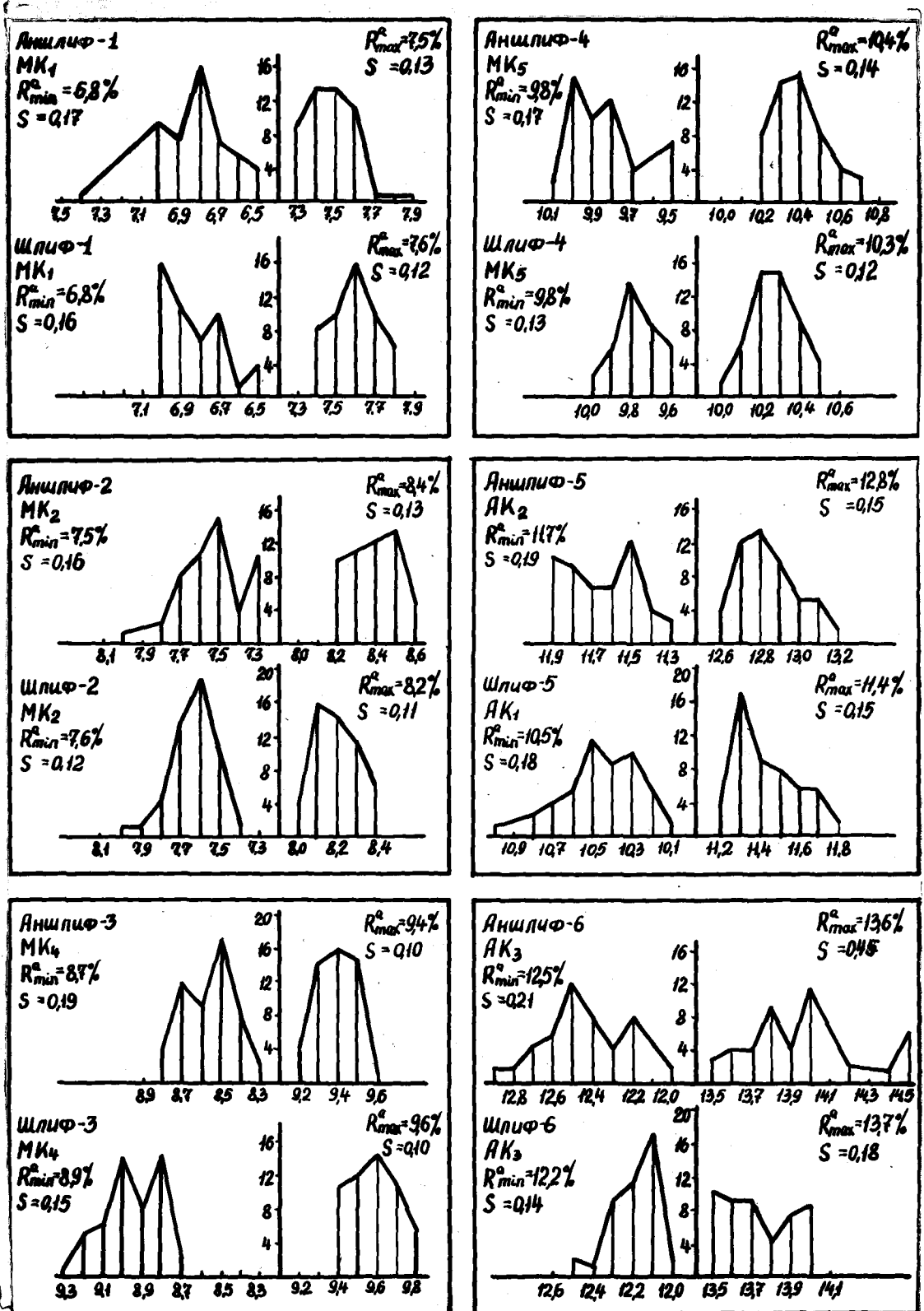


Рис. 25 Частотные графики распределения измерений ОС витринита в шлифах и аншлифах (составили Л.Д.Бурмистрова, Т.П.Емец, Н.В.Лопатин, В.И.Ручнов)

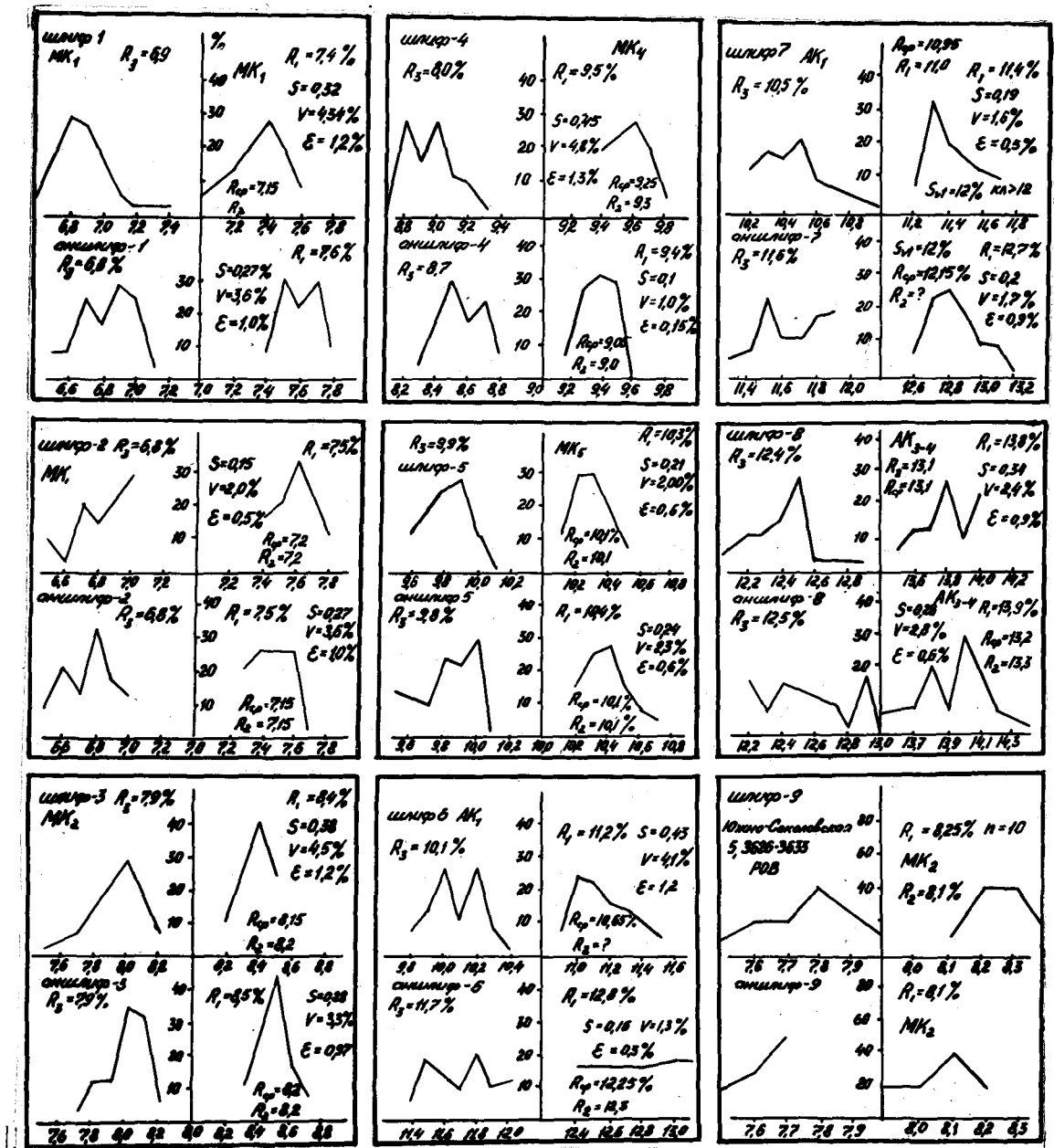


Рис. 26 Частотные графики распределения ОС витринита и результаты статистической обработки при исследовании ОС в шлифах и аншлифах.
Составил В.И.Ручнов с учетом данных измерений ОС витринита Т.П.Емец, Л.Д.Бурмистровой, автора.

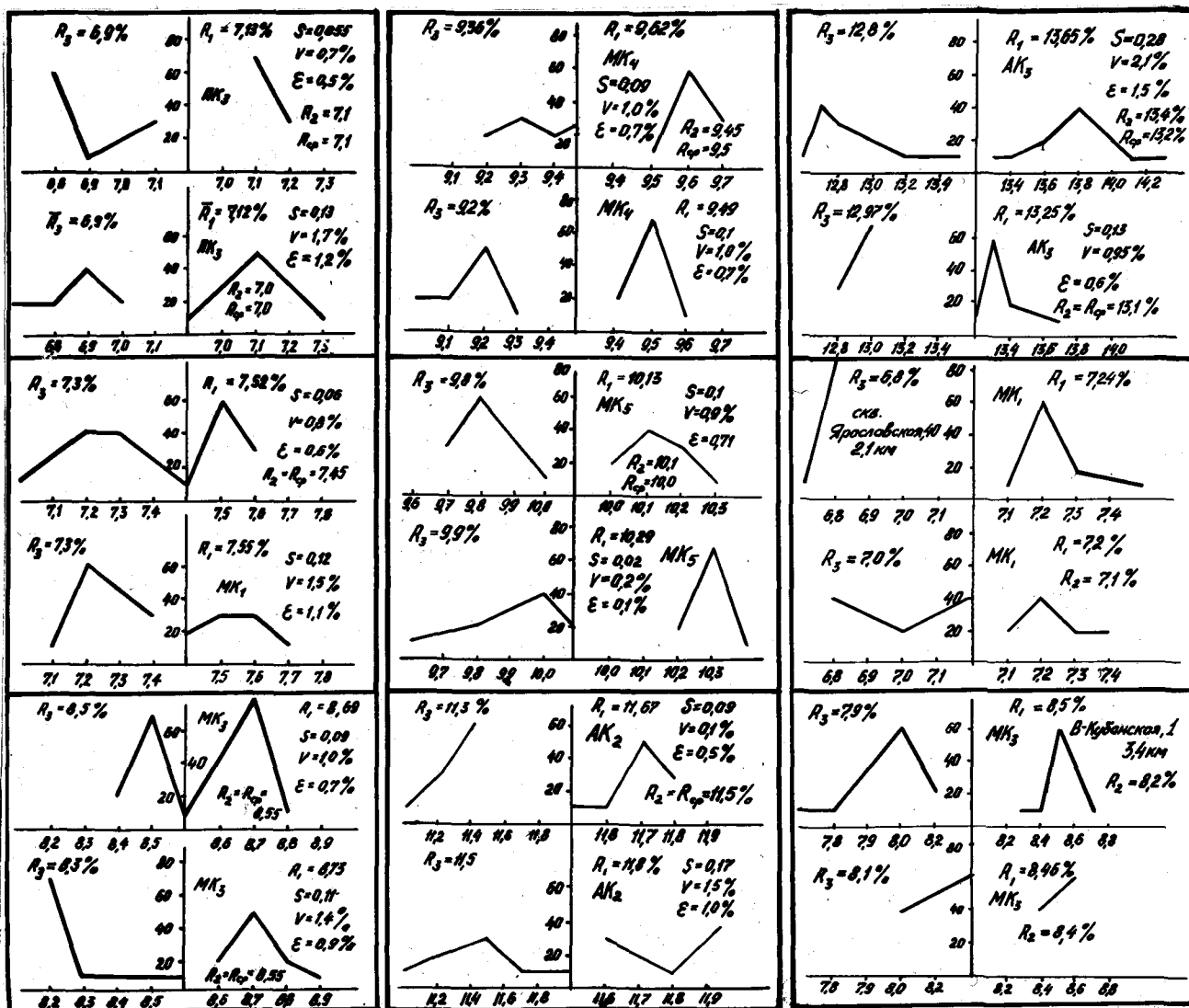


Рис 27. Частотные графики (полигоны) распределения R_{\max} (R_1) и R_{\min} (R_3) и результаты статистической обработки измерений ОС витринита в шлифах в поляризованном (верхний фрагмент каждого графика) и в неполяризованном свете (внизу). Двухвершинное распределение R_1 и R_2 свидетельствует о двуосности витринита. R_2 - главный показатель изотропного сечения витринита в ряде случаев соответствует R_{cp} . Исследования автора коллекции углей и РОВ пород.

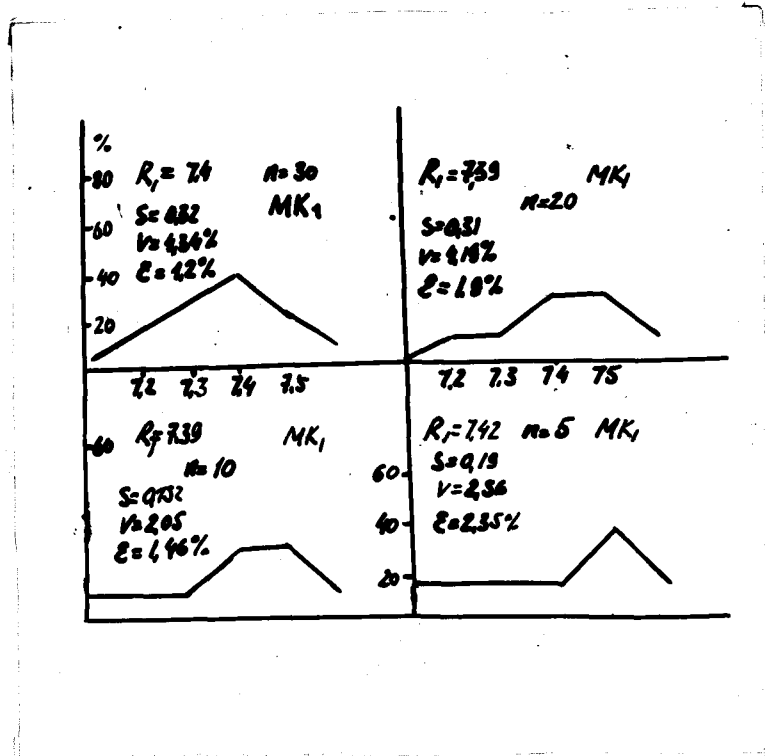


Рис. 28. Частотные графики и результаты статистической обработки измерений ОС витринита при различном числе измерений (n).

Характеристика места отбора некоторых изученных проб углей и РОВ пород (колл. ВНИИЯГТ; Т.П. Емец, Н.В. Лопатина, В.И. Ручнова, В.С. Лебедева).

К рисунку 25 . Шлифы № 1 - Лучанская обл., шахта Черноморская; № 2 - шахта им. Горького, пласт m_4 (Г); № 3 - шахта Центрально-Заводская, пласт n_{10} ; № 4 - Луганская обл., шахта им. XXII партсъезда; № 4 - Луганская обл., шахта XXII партсъезда; № 6 - Шахтерскантрацит, шахта им. Чапаева, Ясиновская пласт K_2 ; № 7 - антрацитовый уголь донбасса; № 8 - Торезантрацит, шахта им. Лутугина, пласт .

К рисунку 24 . Шлифы - аншлифы. № 1 - Донецкий бассейн, Трудовская шахта, пласт l_4 ; № 2 - Луганская обл., шахта им. Левежинского; № 3 - шахта им. Горького, пласт n_{7-10} ; № 4 - шахта Восточная, пласт n_{10} ; № 5 - пласт K_2 (марка ПА); № 6 - Торезантрацит, шахта им. Лутугина, пласт n_8 . Все образцы Донецкого бассейна.

К рисунку 27 . Шлифы. № 1 - Якутия, Кончаласское м-ние пласт "Верхний", далее - Донецкий бассейн: № 2 - ш. Красноармейская, 10, пласт l ; № 3 - шахта Новатор, пл. K_5 ; № 4 - шахта I-I бис, пласт K_5 ; № 5 - шахта Холодная Балка, пласт K_5 ; шлиф 6 - шахта Зуевская, пласт K_5 ; № 7 - шахта Фоминская, пласт n_8 ; образцы с РОВ Западного Предкавказья: № 8 - скв. Ярославская, 40,2,2 км; № 9 - скв. Восточно-Кубанская, 1,2,9 км.

К рисунку 26 . Шлифы - аншлифы. № 1 - шахта "Трудовская", пласт m_3 ; № 2 - шахта "Трудовская", пласт l_4 ; № 3 - шахта им. М. Горького, пласт m_3 ; № 4 - шахта им. М. Горького пл. n_{7-10} ; № 5 - шахта "Восточная", пл. n_{10} ; № 6 - Шахтерскантрацит, шахта им. Чапаева, 2, пласт K_2 ; № 7 - шахта им. Чапаева, пласт K_I ;

№ 8 - Терезантрацит, шахта им. Лутугина, пласт h_8 ; № 9 - РОВ
пород - Западное Предкавказье: скв. Южно-Соколовская, 5, 3,6
км.

ГЛАВА IV. РАЗРАБОТКА УНИВЕРСАЛЬНОЙ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ
СТЕПЕНИ КАТАГЕНЕЗА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ОТ
ДОКЕМБРИЙСКИХ ДО КАЙНОЗОЙСКИХ (ПО ОПТИЧЕСКИМ
СВОЙСТВАМ СПОРОПОЛЕНИНА)

Существующие методы определения степени катагенеза ОБ толщ, лишенных витринитовых индикаторов, прежде всего древних (докембрийских толщ), основаны на углепетрографической (коэффициент преломления) и углехимической (элементный состав, выход летучих веществ), характеристике концентратов РОВ пород, выделенных путем длительной, трудоемкой и жесткой процедуры химической и физической выработки. "Это вынуждает ограничиваться характеристикой единичных объектов, причем выбор последних по существу почти слепой, не всегда оказывается удачным в смысле представительности" (В.А.Успенский и др., 1975). Кроме низкой экспрессности, немасовости, уникальности, эти определения не отличаются, как мы уже отмечали, достаточной достоверностью из-за трудности диагностики бесструктурных обломков мацералов РОВ при измерении их показателя преломления (Ю.И.Корчагина, О.П.Четверикова, 1978), не установленной четко их природы, валового определения элементного состава концентратов РОВ и, кроме того, влияния техники кислотного обогащения (В.А.Успенский и др., 1978). Эти обстоятельства ставят разработку экспрессных, массовых микрометодов и унифицированной шкалы катагенеза ОБ пород, (особенно для додевонских, не содержащих витринита) в одну из актуальных задач ("Решения V Всесоюзного семинара по ОБ современных и ископаемых осадков", А.Э.Конторович, 1977).

Наиболее подходящим для этих целей, по мнению автора (В.И.Ручнов, 1976, 1977, 1978), является спорополенин - уникальный биогепополимер, обладающий нефтематеринским потенциалом и

принимая участие (*J. Brooks*, *G. Shaw*, 1972), в строении оболочек (экзин) различных видов современных и ископаемых (вплоть до докембрия) микрофитофоссилий (спор, пыльцы, акри-тарх, некоторых видов водорослей и, вероятно, бактерий). Значительная, морфологическая сохранность микрофитофоссилий в ископаемом состоянии обусловлена лежащими в основе спорополенина β -каротиноидами и их эфирами, имеющих полиизопреновую структуру и отличающихся высокой физической и химической устойчивостью (*J. Brooks*, *G. Shaw*, 1968). Спорополенины, близкие по составу с современными, обнаружены в древнейших образованиях Земли - в кремнистой серии Онвервайт ЮАР, имеющей абсолютный возраст $3,4-3,7 \cdot 10^9$ лет (*J. Brooks*, *G. Shaw*, 1972). Дж. Брукс и Г. Шоу считают спорополенин одним из основных предшественников УВ нефти. О близости молекулярного состава древних и современных микрофитофоссилий свидетельствуют данные инфракрасной спектроскопии (*Tkjellstrom*, 1971, Е.М.Файзуллина, 1969 и др.), а также элементные анализы. Значительное содержание водорода в спорополенине, приближающееся к чисто алиновому ОВ, свидетельствует о его высоком нефтематеринском потенциале (Н.Б.Вассоевич, И.Е.Лейфман, 1977, Н.Б.Вассоевич, Н.В.Лопатин, 1977). Экзина спор и пыльцы предохраняет их содержимое, состоящее из белков (13-18%), углеводов (13-37%) и липидов (2-17%) от быстрого разложения микроорганизмами (Е.М.Романкевич, 1977), тем самым надолго консервируя потенциал этих пред-УВ. Споры и пыльца присутствуют во многих фациальных типах осадков. В современных осадках Атлантики шире других остатков наземных растений распространены пыльца и споры (Е.А.Романкевич, 1977). Особенно велико их содержание в осадках мелководных платформенных морей и в прибрежных котловинных водоемов, составляя до 0,3% от Сорг. За счет высокой устойчивости спорополенин селек-

тивно накапливается в осадках, сохраняя до стадии катагенеза свой высокий нефтегазоматеринский потенциал. В процессе катагенеза спорополенина происходит поликонденсация макромолекул каротиноидов и их эфиров (В.Н.Генералова и др., 1974), выход из системы летучих продуктов, в составе которых наряду с CO_2 и H_2O значительное количество составляют УВ нефтяного ряда, а также происходит постепенная ароматизация и обуглероживание остаточного продукта. Характерна скачкообразность этого процесса, ведущим фактором которого является мягкое температурное воздействие в течение длительного геологического времени (*J.B. Erdman*, 1961).

В настоящее время можно выделить 3 скачка оптических свойств спорополенина (или споринита, как принято в углепетрографии) при катагенезе, фиксирующие основные стадии генерации жидких и газовых УВ.

Первый скачек соответствует выделению в поры и трещины из липтинитов подвижных флуоресцирующих веществ на рубеже $\text{ПК}_3/\text{МК}_1$ и установлен для углей М.Тайхмюллер (1974). Мы наблюдали это явление в РОВ пород. Оно соответствует началу образования и эмиграции микронешти (ГФН), см. рис. 10.

2 скачек - исчезновение флуоресценции на рубеже $\text{МК}_3/\text{МК}_4$ (М.Тайхмюллер, 1974, 1977, Б.Альперн, 1977, А.И.Гинзбург, 1975, В.И.Ручнов, 1976, 1977, 1978) - отвечает завершению ГФН.

Основной скачек углефикации, впервые выделенный *K. Patteisky* (1925, 1955), а для лейптинитов *F. Szadisky-Kardos* (1955) на основании микроскопии, отвечает основному акту нефтеобразования (О.А.Радченко, 1968) - главной фазе нефтеобразования (Н.Б.Вассоевич, 1967).

3 скачек - потеря прозрачности микрофитофоссилий (*C.C.M. Gutjahr*, 1966) и приближение абсорбции к 100% на рубеже около

AK_1/AK_2 (В.И. Ручнов, 1976, 1978), соответствует завершению главной фазы газообразования (ГФГ). Ниже его истощенное ОВ генерирует в основном метан. Вероятно, на 3-м скачке происходит сближение ОС витринита и споринита, установленное М. Тайхмюллер и др. исследователями, которое позволяет применять ОС споринита в качестве индикатора апо-катагенеза.

Отмеченные скачки и происходящие между ними постепенные изменения цвета и интенсивности флуоресценции и поглощения (абсорбции) спорополенина ориентировочно можно оценить визуально, а точно количественно — путем инструментального измерения на регистрирующем микроскопе — спектрофотометре.

Однако, как отметил Б. Альперн, (1977), количественная шкала катагенеза, основанная на спектрально-флуоресцентных исследованиях споринита, находится в стадии разработки.

К количественному (цифровому) определению степени катагенеза ОВ по спектрам и интенсивности флуоресценции спорополенина.

Из физики и молекулярной биологии известно, что спектры люминесценции являются индивидуальной характеристикой молекулярного состава и строения (структуры) вещества и весьма чувствительны к физико-химическим условиям и воздействиям окружающей среды ($T^{\circ}C$, p , ЕН, радиации). Кроме того, исходное соотношение у различных видов микрофитофоссилий двух основных пигментов флавоноидов и каротиноидов (M.L. Stzohl, M.K. Seikel, 1965) и индивидуальные кинетические особенности их трансформации в физико-химических условиях катагенеза теоретически не позволяют получить высокую воспроизводительность параметров люминесценции как показателей катагенеза. Дополнительные трудности связаны с невозможностью определения видов микрофитофоссилий в нарушенной породе в шлифах, аншлифах в свете флуоресценции, и

незакономерное изменение ее параметров у экзин, выделенных из породы путем физико-химической обработки мацерации. Так, при выделении плавиковой кислотой *bleesparsotherna* из кукерсита нами отмечено более чем в 3 раза уменьшение интенсивности и изменения цвета свечения.

Поэтому поисковые работы палинологов *Van Gijzel*, 1961, 1967, 1975, *M.I. Bless* (1971), *Нотманн* (1972) выявили только индивидуальные различия спектров флуоресценции различных видов спор и пыльцы, и привели *Н.Тасов* (1973) к заключению о необходимости проведения статистических измерений для 500 экзин. *K.Ottenjahn, M.Teichmuller, M.Wolf* (1974), *M.Teichmuller* (1975, 1977) на примере 43 специально подобранных образцов торфов и каменных углей впервые установили закономерные изменения конфигурации спектров флуоресценции спор углей и выведенных из них параметров: положения максимума (λ_{\max}), отношение интенсивностей для двух длин волн 650/500 нм: Q - красно-зеленое частное) от степени углефикации (табл. 4) при измерении на полированных поверхностях углей, а позднее и пород. По мере углефикации было отмечено последовательное смещение λ_{\max} от 440 нм до 670 нм (табл. 4) и исчезновение флуоресценции на рубеже с $R \approx 1,2\%$ (около $МК_3/МК_4$), отвечающем "мертвой линии нефти" ("dead line").

Проведенные нами с конца 1973^{*} поисковые исследования (коллекция углей Т.П.Емец) позволили установить: последовательные смещения λ_{\max} ; уменьшение интенсивности флуоресценции макроспор в аншлифах (табл. 4, рис I, 15) на длине 546 нм (I-ое 546) от условной единицы на градации $ПК_I$ до 0, I на $МК_3$; связать

* Предварительные данные были сообщены автором в 1974 г. на Всесоюзном семинаре по "Осадочным бассейнам", а также включены в шкалу градаций катагенеза седиментитов (Н.Б.Вассоевич, 1975, С.Г.Неручев, Н.Б.Вассоевич, Н.В.Лопатин, 1976).

этот скачек с завершением ГФН (В.И.Ручнов, 1976, 1977, 1978, В.И.Ручнов, Т.П.Емец, Н.В.Лопатин, 1976).

Таблица 4

Параметры флуоресценции споринита на разных стадиях катагенеза

Градация катагенеза	$R, ^\circ\%$	$R^a, \%$	$O_{0.е.}$	I_{546} $O_{0.е.}$	λ_{max}
ПК _I	0,25	5,8	0,7	1,0	445
	0,3	5,8	1,0	0,9	552
ПК ₂	0,4	6,6	1,4	0,8	570
ПК ₃	0,5	7,0	1,8	0,6	586
МК _I	0,6	7,6	2,4	0,5	610
МК ₂	0,8	8,4	3,2	0,3	630
МК ₃	1,15	9,1	6,2	0,1	670

Наши данные (В.И.Ручнов, 1976) согласуются с результатами модельных экспериментов *F. Fing*, *H. Lo* (1975). Так, при нагревании образца ОВ с ОС витринита 0,32% последовательно до 200-250-300-350⁰С отражение увеличилось до 0,45-0,5-0,0-0,9%, а $I_{P_{456}}$ (расчет и интерпретация автора) изменилась с 1,0 до 0,87-0,75-0,69-0,34 соответственно. Наши результаты, приведенные к $R^0 = 0,32\%$: 1,0-0,56-0,48-0,33-0,25. Учитывая возможные вариации, связанные с различными видами спор, полученные соотношения вполне приемлемы.

Инструментально-флуоресцентные исследования индивидуальных микрокомпонентов^{кк} таллооальгинитов, коллооальгинитов, споринитов, кутинитов и резинитов позволили нам выявить их ха-

^{кк} Автором изучена коллекция около 40 образцов (шлифы, пришлифовки, сколы) сапропелитов и углей, любезно предоставленная А.И.Гинзбург, А.В.Лапо, Г.М.Парпаровой, а также собственная коллекция.

рактёрные особенности, свидетельствующие о перспективности количественной флуоресцентной микроскопии для диагностики мацералов и установления уровня их нефтематеринского потенциала (рис. 15, табл. 5).

Так, на уровне ПК/МК_I (табл. 5, рис. 17) от таллоомальгинита к коллоальгиниту происходит в 3,5, а от коллоальгинита к спориниту и кутиниту в 5 раз, и, от таллоомальгинита к спориниту и кутиниту - в 18 раз снижение интенсивности флуоресценции, адекватное на наш взгляд уменьшению нефтематеринского потенциала, который близок у кутинита и споринита.

Показано, что параметры флуоресценции у мацералов каждой группы в одном образце значительно варьируют (табл. 5). Отмеченные обстоятельства, а также трудоемкость, некоторая техническая сложность спектрально-флуоресцентных измерений не позволили автору на данном этапе ориентироваться на флуоресценцию как на основной массовый и точный количественный показатель катагенеза (Л.И. Боголюбова, Т.П. Емец, Н.В. Лопатин, В.И. Ручнов, 1977). Поэтому нами были предприняты поисковые исследования по выяснению возможностей измерения поглощения микрофитофоссилий в палинологических препаратах ("слайдах").

Абсорбция спорополенина как универсальный цифровой показатель степени катагенеза ОВ.

Абсорбция спорополенина ($AS, \%$)^ж определяется по формуле $AS = (1 - I/I_0) 100\%$ на основании измерения интенсивности света источника (I_0) и прошедшего через экзину (I). Из фундаментальной оптики и спектроскопии можно показать, что для экзин микрофитофоссилий, имеющих на одной стадии литогенеза близкий молекулярный состав и показатель преломления $AS \%$ будет зави-

^ж Аббревиатура параметра предложена нами (В.И. Ручнов, 1976)

Таблица 5

Некоторые спектрально-флуоресцентные ^ж характеристики альгинитов, микроспоринитов, макроспоринитов, кутинитов

А. Талломсальгиниты

Месторождение (бассейн)	Воз- раст	Града- ция	λ_{max}	$I F_{max}^{oe}$	$I F_{546}^{oe}$	$\Delta\lambda_{0,8}$
Прибалтийский сланец	О	ПК	520-540	0,32-0,36	0,32-0,36	50-50
Балтийский сла- нец	Р	ПК	500-530	0,58-0,6	0,47-0,55	30-30
Подмосковный богхед	С	ПК	550	0,7	0,7	50
Оленекский сланец		МК _I	530	0,52	0,46	50

Б. Коллоальгиниты

Ново-Дмитровское сланец		ПК	550	0,22	0,22	50
Балтийское сланец	Р	ПК	560	0,2	0,22	50
Иркутское		МК _I	570	0,17	0,15	100

В. Микроспоры

Донецкий уголь	С	МК _I	500	0,052	0,045	66
Кумбелское сланец	-	МК _I	520-610	0,027	0,026	150

Г. Кутикуды

Донецкий уголь	С	МК _I	570-600	0,044- -0,06	0,042- -0,06	100-120
-"-	С	МК ₂	500-500	0,038- -0,046	0,038- -0,046	100-180

^ж λ_{max} - положение максимума спектра флуоресценций

$I F_{max}$ - интенсивность флуоресценции, соответствующая пику спектра флуоресценции (отн.един.)

$\Delta\lambda_{0,8}$ - ширина спектра на уровне 0,8 от $I F_{max}$.

Д. Макроспоры

Донецкий уголь	С	МК _I	550	0,035	0,035	100
----------------	---	-----------------	-----	-------	-------	-----

сеть только от толщины (d):

$$AS = (1 - e^{-d}).100\%,$$

где e - основание натурального логарифма. Однако толщина экзины варьирует у одного и различных видов макрофитофоссилий и определяется особенностями их морфологического строения (которые используются в палинологии и палеоальгологии для детальной таксономической классификации и диагностики).

Поэтому, основатель этого "палинологического" метода С.С.М. Butjanz (1966)^{жж} показал его возможности только для простроенных "trilete psilate" спор эоценовых, олигоценых и миоценовых отложений, а I.F. Grayson (1975) отметил изменение пропускания (T=I-A) только для пыльцы рода *Salpa* по разрезу глубокозалегающих миоценовых отложений Южной Луизианы.

В то же время данные палинологии и электронной стереомикроскопии свидетельствуют о конвергенции микрофитофоссилий различных стратиграфических уровней, а значит и более широких возможностях метода.

На основании проведенных нами в 400 палинологических препаратах около 10000 сравнительных измерений AS% экзин руководящих комплексов микрофитофоссилий выделенных стандартными процедурами мацерации из позднепротерозойских отложений Мезенской синеклизы (колл. В.А.Рудауской), триасовых, юрских, ниже- и верхнемеловых, палеогеновых осадочных формаций Азово-Кубанского

^{жж} С.С. Butjanz (1966) из-за большого примененного диаметра зонда фотометрирования (около 6 мкм) не смог измерять характеристики более мелких экзин, а также проводить многочисленные статистические измерения на одной экзине. Эта технико-методическая особенность также ограничивала широкое применение и достоверность определений.

бассейна (колл. автора и Л.А.Римши), нижнемеловых газоконденсатного месторождения Северный Русский Хутор I (колл. С.Б.Смирновой, И.А.Назаревич), нижнемеловых и юрских Мангышлака; воижских отложений Западной Сибири и современных спор и пыльцы (колл. Л.В.Ровниной) показано:

1) эффективность $AS\%$ как показателя катагенеза для различных стратиграфических и фациальных уровней (табл.6-11);

2) измерения $AS\%$ необходимо проводить в точке (при диаметре зонда 2,5 мкм, увеличении 400крат) экзины, имеющей "стандартную" толщину или вводить поправки;

3) "стандартной" принята экзина пыльцы хвойных *Classopollis*, имеющая простое строение и толщину около 1,5 мкм, широко распространенная в мезозойских отложениях многих палеогеографических провинций (Индо-Европейской, Сибирской и др.). Близкими к ней являются экзины спор *Sphenoidites*, *Lygodium sporites*, акритархи *Kildinella* (рифей) и многих других^{*}; (см.табл. 9);

4) определения степени катагенеза возможны по единичным, стандартным, хорошо сохранным, не переотложенным экзинам; в случае значительного видового и морфологического различия руководящего комплекса микрофитофоссилий плохой сохранности экзины, необходимы статистические (от 10 до 100) измерения и расчет среднеарифметического значения величины $AS\%$; в пределах даже более толстых и сложно-построенных экзин сравнительными измерениями можно найти участок с толщиной, близкой стандартной, например, в межреберном пространстве схизейных, и в различных частях мешка или тела пыльцы *Pinus* ;

5) при соблюдении отмеченных условий относительная вариация

^{*} при палинологических консультациях Л.В.Ровниной, С.Б.Смирновой, И.А.Сиверцевой, В.А.Рудавской нами исследованы оптические свойства более 50 видов микрофитофоссилий.

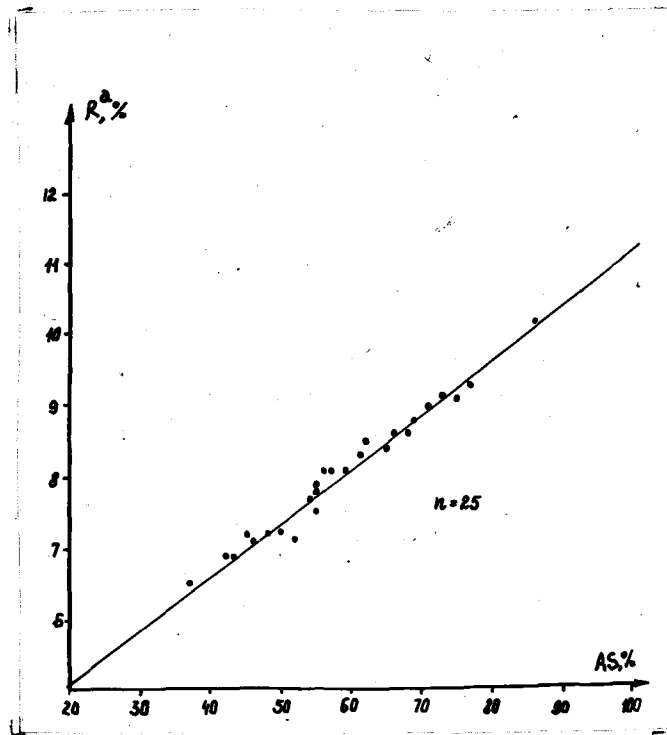


Рис. 29 Соотношение ОС витринита и абсорбции микрофито-
 фоссилей ($AS \%$) на разных стадиях катагенеза.
 Зависимость основана на исследовании 25 образцов
 (50 параллельных препаратов) керна мезозойских
 отложений Азово-Кубанского бассейна, Мангышлака
 (табл. II).

А S % в одном препарате не превышает 3-5% (*I.F. Grayson*, 1975, считает допустимой вариацию до 16% абсолютных, т.е. от 32% до 16 относительных);

6) отмечено отсутствие влияния различных вариантов химической обработки мацерации пород на величину А S % (см.табл.9);

7) разрешающая способность метода А S % для непрерывно-прогибавшихся отложений (без значительных перерывов) не хуже 100-200м (табл.8);

8) нижняя граница применимости метода - морфологическая целостность непрозрачных экзид (градация АК_I).

Другим лимитирующим фактором широкого применения метода являлось отсутствие точного сопоставления А S % со шкалой катагенеза. Так, *C.C.H. Gutjahr* связал абсолютные значения абсорбции спор с выходом летучих веществ на горючую массу различных марок углей по классификации США и не отметил ни видовой принадлежности изучавшихся спор и пыльцы, ни их толщины.

Наша привязка параметра А S % к шкале (табл. 23) основывалась: 1) на установленной линейности связи С% витринита и споринита; 2) известной линейной связи R % витринита и споринита; 3) выведенного из оптики R = А S соотношения. Это позволило сделать вывод о линейности связи R % витринита и А S %, который был подтвержден:

параллельными прямыми измерениями этих параметров в каждом из 25 специально подобранных образцов пород (рис.29, табл.II); косвенными сопоставлениями глубинной зональности градаций катагенеза для мезозойских отложений Азово-Кубанского бассейна, полученной по данным А S % и СС витринита (рис.30,31).

Достоверность выделенных на основании параметра А S % градаций катагенеза для алинового ОВ палеогеновых отложений Западно-Кубанского прогиба подтверждена данными Ю.И.Корчагиной

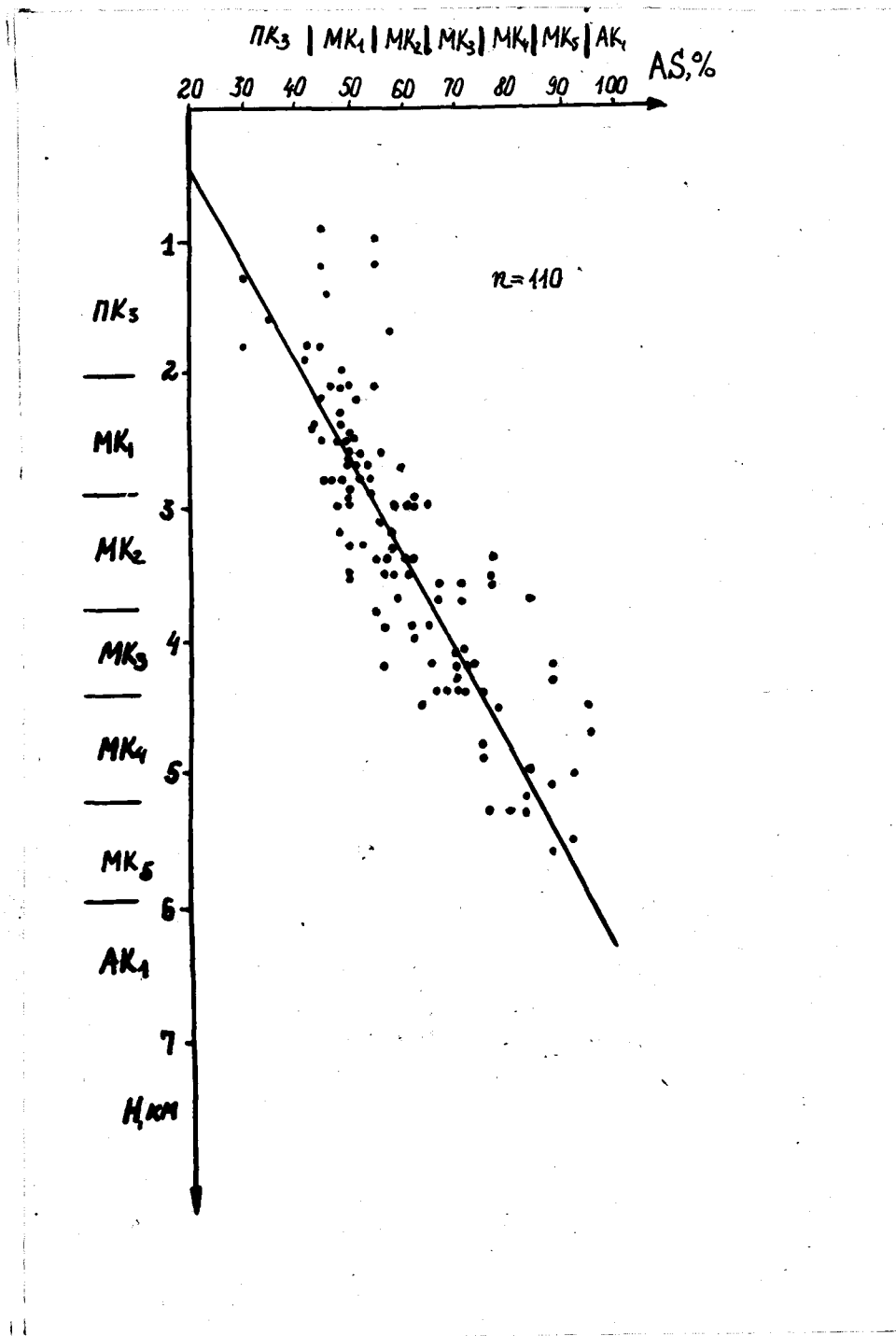


Рис. 30 Глубинная зональность катагенеза ОВ мезокайнозойских отложений Азово-Кубанского бассейна, основанная на результатах измерений абсорбции микрофитофоссилий.

В.И. РУЧНОВ 1977
 " ГЛУБИННАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ КАТАГЕНЕЗА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ОСАДОЧНЫХ ФОРМАЦИЙ АЗОВО-КУБАНСКОГО БАССЕЙНА "

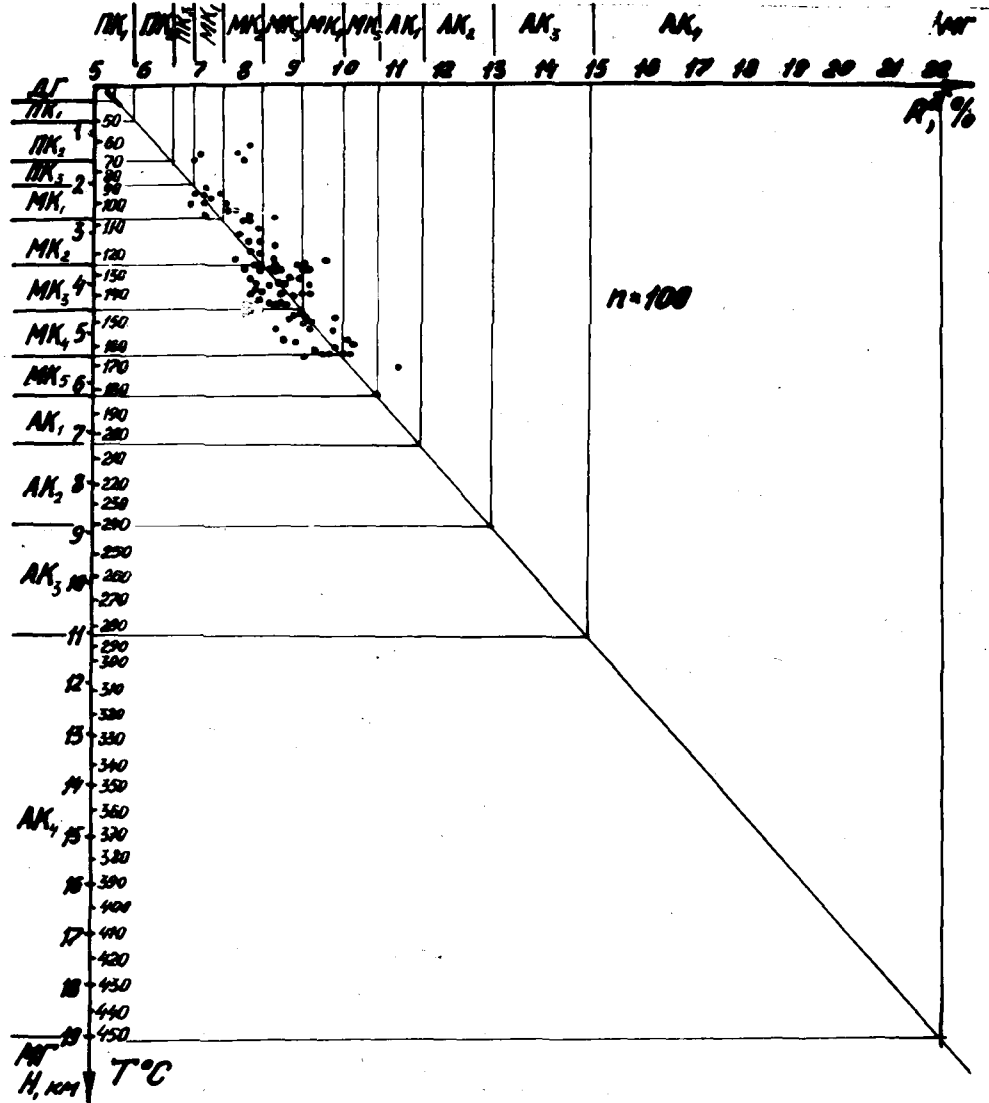


Рис. 31 Глубинная зональность катагенеза ОВ мезозойских отложений Азово-Кубанского бассейна на основании ОС витринита.

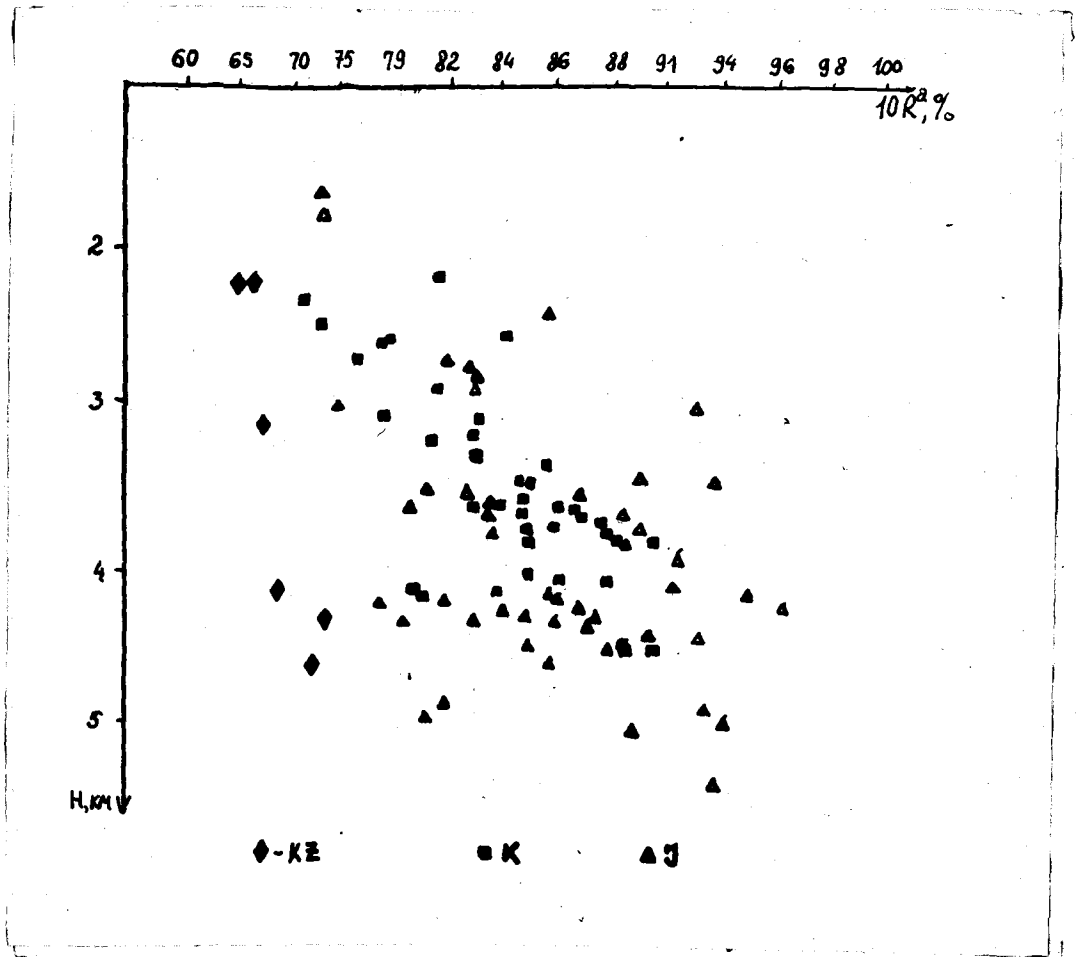


Рис. 32 Сопоставление современной глубины залегания и ОС витринита мезокайнозойских отложений Западного Предкавказья (Н.П.Гречишников, 1977)

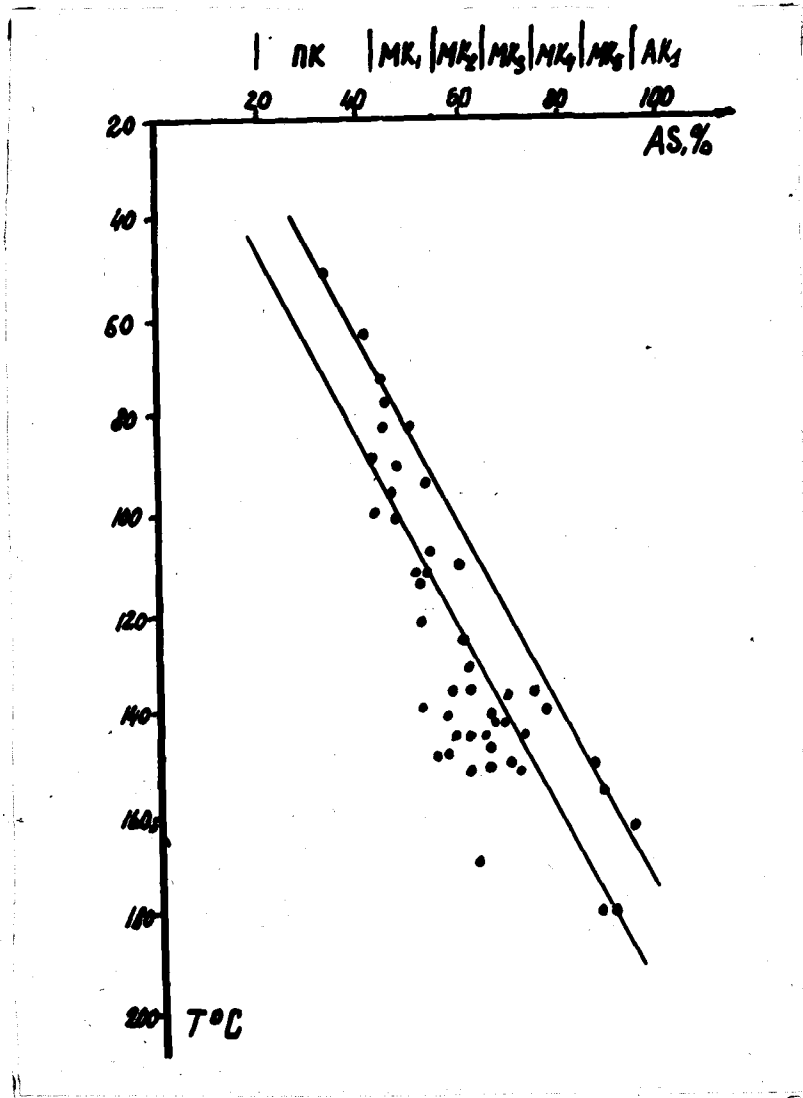


Рис. 33 Соотношение абсорбции микрофитофоссилий (AS, %) и современных пластовых температур для мезозойкайнозойских отложений Азово-Кубанского бассейна в зонах альпийского тектогенеза.

(1976, 1977).

Приведем некоторые более подробные сведения об этапах обработки методики.

Методика препарирования органического вещества

Методики мацерации ОВ, принятые в палинологии, отличаются менее жесткой чем выделение нерастворимого ОВ пород обработкой, а различные ее модификации достаточно близки, что позволяет предположить одинаковую степень воздействия на микрофитофоссилии^ж.

Прежде всего, осуществляется ручное осторожное дробление породы путем вертикальных ударов без вращения пестика до фракции 0,1 мм. При наличии карбонатов порода заливается 10-20% соляной кислотой и выдерживается при легком нагревании или кипении (10-15 мин.). После смыва остаток заливается 10% раствором щелочи и кипятится 10-15 мин. Отмытая от излишних кислот, карбонатов порода остается на 24 часа на отстаивание, после чего производится сепарация в тяжелой жидкости (удельный вес 2,2) и ряд процедур центрифугирования (так называемая методика "В.В.Григуна", Палинология, 1966).

Существуют различные модификации этой методики, отличающиеся, например, для более древних пород: воздействие 90% HF с небольшим подогревом (около 10 мин). Для молодых отложений - воздействие 10% KOH с коротким подогревом и последующим тщательным отмывом от кислот и щелочей. Применяется короткое воздействие HNO_3 . Все эти методики существенно "мягче" выделения концентратов РОВ и, что особенно важно, - намного быстрее, хотя и не извлекают в полном объеме весь нерастворимый комплекс РОВ.

^ж методика мацерации углей существенно отличается применением концентрированных щелочей, которые влияют на спорополенин (В.И.Генералова и др., 1974). Поэтому она нами не применялась.

С.С.М. *Butjanz* (1966) рекомендовал применять следующую стандартную методику мацерации, не влияющую по его мнению на оптические свойства: 1) кипячение размельченного образца породы в 20% КОН в течение 4 минут; 2) центрифугирование, отмыв, фильтрование; 3) пятиминутное кипячение в 52% HF; 4) центрифугирование, отмыв, фильтрование; 5) кипячение в 20% КОН; 6) как и 4; 7) кипячение 30 сек. в 5% КОН; после чего следуют процедуры ультрацентрифугирования и сепарации в тяжелых жидкостях (с уд. весом 2,0) и т.д.

Полученный таким путем осадок ОВ помещается на предметное стекло и исследуется на микроскопе-спектрофотометре или готовится постоянный палинологический препарат путем помещения осадка ОВ между предметным и покровным стеклом в консервирующей среде.

Как показали проведенные нами контрольные исследования, обработка не сказывается на средней величине абсорбции спорополенина ($AS\%$). Так, при обработке $N\ O_3$ или HF (табл. 9) одного образца пород получены близкие значения $AS\%$ - 51 и 49 для препаратов $\ N\ I0885$ и $I087$ при измерениях различных видах спор и пыльцы. Аналогичный результат получен при определениях по одному виду пыльцы *Clavopollis*, выделенных двумя методами (табл. 9). Косвенно с незначительном влиянии обработки параметра $AS\%$ можно судить по закономерному возрастанию абсорбции с глубиной залегания пород для близких площадей (табл. 9, рис. 30).

Подобный прием, основанный на изучении закономерностей изменения ОС витринита с глубиной залегания отложений рекомендуется Н.П. Гречишниковым (1975) для выявления переотложенных, "не работающих" включений витринита.

Обсуждение некоторых результатов исследования

Первые наши результаты были получены без точного определения видов спор и пыльцы и основывались на многочисленных измерениях абсорбции всех встреченных в препарате форм (В.И. Ручнов, 1978). Зарисовки особенностей их строения и обработка результатов позволили выбрать стандартную экзину - пыльцы рода *Classopollenites*, наиболее близкую по строению к пыльце рода *Calyptra*, которую изучал И.Ф. Грейсон. При этом нами были отмечены вариации $AS\%$ в зависимости от места измерения экзины. В этой связи в дальнейшем для измерений была принята стандартная толщина экзины (около 1,5 мкм), которая выбиралась на поверхности многих других видов микрофитофоссилий*.

Интересно отметить, что средние результаты этих измерений, осуществленных без четкой видовой привязки экзин, оказались в хорошем соответствии с повторными результатами исследований, проведенных при четкой палинологической диагностике видов спор С.Б. Смирновой.

Нами были приведены систематические исследования эталонных препаратов современных спор и пыльцы, любезно представленных Л.В. Ровниной (табл. 6). Из таблицы видно, что абсорбция различных видов современных спор и пыльцы варьирует в достаточно узком диапазоне. Повышения значений $AS\%$ обусловлено появлением элементов скульптуры экзины, например, шипами для вида *Osmundacea*, а также утолщением экзины *Schizaeaceae*.

Для выявления применимости и отработки методики инструментального палинологического определения степени катагенеза РОВ

* Именно принятие И.Ф. Грейсоном постоянного места измерения на экзине, а не выбор места со стандартной толщиной являлось на наш взгляд причиной широкой вариации значений $T_1\%$, как различно построенных экзин *Calyptra* в каждом препарате, так и средней величины $T_1\%$ по глубине залегания отложений.

Таблица 6.

Оптические свойства современных спор

Регион	Вид спор	Цвет	AS %	n	Строение экзины
-	<i>Surgazea</i>	св.желт.	14,0	15	гладкая, тонкая
Индия	<i>Bleicheniaea</i>	св.желт.	11,9	10	"-
-	<i>Palaeo Pinus</i>	св.желт.	14,7	15	"-
	<i>Magarathiaea</i>	желтая,,	19	15	Несколько толще
	<i>Dalasa</i>	лим.желт.	24,4		
Тайвань	<i>Osmundaea</i>	лим.желт.	24,5	15	Шиповатая
	<i>Osmundo</i>				
	<i>Schizaeaeae</i>	ярко оранж.	23,8	15	Многослойная

Примечание: n - число измерений.

для мезозойских отложений нами исследованы оптические свойства спор и пыльцы (В.И.Ручнов, И.А.Назаревич, С.Б.Смирнова, 1978) детально литологически и палинологически изученного разреза газоконденсатного месторождения Северный Русский Хутор (И.А.Корнухов, Н.А.Назаревич, С.Б.Куваева, Э.А.Сиворукова, 1967). Нижнемеловые отложения в нижней части (неоком) представлены карбонатными и терригенными породами, а в верхней части (апт-альб) исключительно терригенными. В разрезе значительно преобладают обломочные породы (91%), а на долю карбонатных приходится всего 9%. Расчленение разреза основано на детальном изучении и выделении спорово-пыльцевых комплексов. (определения С.Б.Смирновой), близких к комплексам эталонных разрезов, охарактеризованных аммонитами. Формирование апт-альбской нефтегазоматеринской (НГМ) толщи происходило в обширных морских бассейнах с восстановительной, а для позднего альба - резко восстановительной средой (Б.П.Назаревич, И.А.Назаревич, Т.Н.Волкова, 1977).

Детальные микроабсорбметрические исследования руководящих

Таблица 7 .

Зависимость оптических свойств микрофитофоссилий от морфологического строения
(Составил В.И.Ручнов с учетом данных С.Б.Смирновой)

№ пре- пара- та	Название микрофитофоссилий	Морфологические характеристики				Оптические ха- рактеристики	
		форма	Диаметр (мкм)	характер поверх- ности	толщина (мкм)	цвет	AS,%
1807	<i>Clavipollis</i>	округлая	30	гладкая	<1,5	светло- желтая	40
- " -	- " -	- " -	30	мелкобу- горчатая	<1,5	- " -	44
- " -	- " -	- " -	32	ободок	~1,5	темно- желтая	48
	<i>Coniopteris</i>	треугольно-ок- руглая	38	гладкая	~1,5	темно- желтая	50
- " -	- " -	- " -	32	гладкая тонкая	0,75	светло- желтая	13
- " -	- " -	- " -	56	гладкая	1,5	темно- желтая	43
	<i>Cicatricosisporites</i>	треугольно-ок- руглая	50	ребристая	2,5	темно- желтая	63

комплексов спор и пыльцы проводились в палинологических препаратах. После визуального просмотра препарата и микрофотографирования (рис. 12) осуществлялись измерения абсорбции ($AS\%$) локальных участков микрофитофоссилий, выбранных при сканировании препарата. Диаметр светового зонда составлял 2,5 мкм при объективе 40x0,65 и общем увеличении 400 крат, что позволяло провести серию замеров по площади спор и пыльцы.

Была произведена оценка влияния особенностей строения экзин на их оптические свойства (таблица 7.), которая в дальнейшем учитывалась при массовых исследованиях параметра $AS\%$ по разрезу ряда скважин и сопоставлении образцов между собой.

Было установлено, что абсорбция однородного, округлого по форме пыльцевого зерна *Clavopollis* (, табл. 7) изменяется в зависимости от строения поверхности экзины (гладкая или мелкобугорчатая) и от ее толщины (центральная однородная часть или несколько уточненная в районе экваториального пояса). Треугольно-округлая спора *Coniopteris* имеет гладкую ровную экзину толщиной 1-1,5 мкм. Встречаются как тонкие, светлоокрашенные формы, так и плотные более темноокрашенные. *Cicatricosporites* - треугольно-округлая спора с трехлучевой щелью и ребристой экзиной. Ребра плотные, гладкие, тесно или более свободно расположенные, идут параллельно боковым сторонам споры. Абсорбция споры варьирует в зависимости от места зондирования. Отмечена зависимость $AS\%$ спор от их сохранности. Корродированные, расслаивающиеся экзины характеризуются вариациями абсорбции. Непременное условие исследования таких экзин - увеличение числа измерений и тщательный визуальный отбор участков со стандартной толщиной, который легко осуществим при соответствующем навыке работы. По разрезу нескольких скважин Восточного Предкавказья (табл. 8.) изучено более 20 руководящих микрофитофос-

Таблица 8.

Абсорбция микрофитофоссилий мезозойских отложений некоторых площадей Восточного Предкавказья (В.И.Ручнов, И.А.Назаревич, С.Б.Смирнова, 1978)

Площадь, скважина	Глубина, км	Стратиграфический индекс	AS, % (n)	Цвет спор	Градации катагенеза	Доминирующие микрофитофоссилии
Сев.Русский Хутор, I	2,6	K _I a	48(35)	темно-желтый	МК ₃ -МК _I	<i>Classopollis, Coniopteris</i>
Сев. Русский Хутор, I	2,8	K _I ,a	54(30)	желто-коричневый	МК _I -2	<i>Classopollis, Coniopteris</i>
Сев. Русский Хутор, I	3,0	K _I ,a	56(64)	- " -	МК _I -2	<i>Classopollis, Cupressasites</i>
Сев. Русский Хутор, I	3,1	K _I ,ap	58(30)	- " -	МК _I -2	<i>Cupressasites, Coniopteris</i>
Сев. Русский Хутор, I	3,1	K _I ,ap	60(15)	- " -	МК ₂	<i>Coniopteris, Leptolepidites</i>
Сев. Русский Хутор, I	3,2	K _I	68(11)	темно-коричневый	МК ₃	<i>Classopollis, Coniopteris</i>
Сев. Русский Хутор, 2	3,3	I	64(16)	желто-коричневый	МК ₂ -3	<i>Classopollis, Coniopteris</i>
Сев. Русский Хутор, 6-	3,1	K _I ,ap	60(16)	- " -	МК ₂	<i>Coniopteris, Cupressasites</i>

Площадь, скважина	Глуби- на, км	Страти- графи- ческий индекс	AS, % (n)	Цвет спор	Града- ция ка- тагене- за	Доминирующие микро- фитофоссилии
Сев. Русский Хутор, 6	3,2	I ₃	66(26)	темно-коричневый	МК ₃	<i>classopollis</i>
Сев. Русский Хутор, 6	3,3	I ₃	66(27)	- " -	МК ₃	<i>classopollis, Coniopteris</i>
Колодезная, 10	3,1	I ₂	60(21)	- " -	МК ₂	<i>Coniopteris, classopollis</i>
Зимняя Ставка, 96	3,3	I ₂	61(16)	желто-коричневый	МК ₂	<i>classopollis, Coniopteris</i>
Зимняя Ставка, 84	3,4	I _{I-2}	73(15)	темно-коричневый	МК ₃₋₄	<i>classopollis</i>

n - число измерений

силией в 50 препаратах мацерации, позволившие оценить различия оптических свойств микрофитофоссилий как между собой и выявить изменения их абсорбции с глубиной залегания отложений. Это позволило выделить доминирующие по разрезу и площади наиболее близкие по строению и оптическим свойствам споры и пыльцу, являющихся своего рода реперами, стандартными для наших исследований, также как *Classopollis* и *Coniopteris* и др. Значение их для определения степени катагенеза значительно выходит за пределы изучаемого региона. Так как известна широкая распространенность *Classopollis* и других спороморф в мезозойских отложениях Индо-Европейской, Сибирской и других палеологических провинций. В таблице 8 приведены изменения абсорбции микрофитофоссилий с глубины залегания мезозойских отложений по разрезу скважин Северный Русский Хутор №1, 2, а также 6, и скважин Колодезная 10, Зимняя Ставка №№ 96 и 86. Обращает внимание отчетливое нарастание величины $AS\%$ с глубиной залегания отложений. Так, увеличение глубины залегания образца на 100 метров приводит к возрастанию значения $AS\%$ от 2,0 до 4,0%. Отмечено увеличение $AS\%$ от 48% на глубине около 2,8 км до 73% на глубине около 3,5 км. Это свидетельствует о приемлемости в оптических характеристиках спороморф в качестве показателя катагенеза.

В таблице 7 приведены наиболее типичные вариации значений абсорбции различных видов микрофитофоссилий в одном образце пород (одном препарате), из которых складывается среднее значение абсорбции данного образца ($AS\%$) и на основании которого определяется степень катагенеза POB .

Так в препарате № 1813 было измерено 85 различных видов спор и пыльцы, от 1, 10, 15 и 24 зерен каждого вида, которые дали среднюю величину абсорбции 58%, соответствующую по нашей

шкале градации $МК_2$. Интересно отметить, что вариации значений оказались очень маленькими, и даже определения по некоторым отдельным зернам оказались близкими к среднему. Отсюда можно сделать вывод о необходимом числе измерений, достаточном для обеспечения надежного определения. Ясно, что оно может быть проведено и по единичному зерну, но при уверенности, что это зерно сингенетично, имеет хорошую сохранность и стандартную толщину. В этом же препарате было встречено пыльцевое зерно *Pseudopinus*, измерения на котором были сделаны в области воздушных мешков и на зернистой экзине тела, давшие несколько завышенные значения.

В препарате 1823 получены также близкие значения абсорбции 3I зерна различных видов, мало отличающихся от среднего значения.

В препарате № 1825 для мелких спор *Sleichenidites*, имеющих округлое очертание, трехлучевую щель измерения были выполнены в области экваториального утолщения, имеющего несколько завышенную относительную величину среднего значения абсорбции,

Значительно завышенное значение абсорбции, равное 81%, имеет пыльцевое зерно *Pseudopinus* в препарате № 7385 по сравнению с абсорбцией 59%, характерных для зерен *Leitilletes*, *Spyathidites* спор семейства папоротников.

Более устойчивые, хотя и отличающиеся значения абсорбции характерны для пыльцевого зерна *Classopollis* (препарат №1204). Зависит А5% от места измерения: на теле или экваториальном утолщении. Вариации толщины тела и экваториального пояса в некоторых случаях имеют разнонаправленный характер: как правило, толще экваториальное утолщение, но иногда встречается более толстое тело пыльца.

Увеличение числа замеров нивелирует эти вариации. Резуль-

Таблица 9 .

Вариации абсорбции различных видов микрофитофоссилий
в одном образце

Вид микрофитофоссилий	AS, %	n	Градация катагенеза	Примечания
Препарат № I813, скв. Северный Русский Хутор, I, интер. 3007-3038				
<i>Pseudopinus</i>	68	10	МК ₃	
<i>Classopollis</i>	55	4	МК ₁₋₂	
- " -	60	20	МК ₂	
- " -	57	24	МК ₂	
<i>Cupressasites</i>	57	12	МК ₂	
<i>Pseudopinus</i>	57	15	МК ₂	
<i>Coelipollinites</i>	57	1	МК ₂	
<i>Plicifera delicata</i>	58	1	МК ₂	
- " -	52	1	МК ₁	
Среднее значение	58	85	МК ₂	
Препарат № I823, скв. Северный Русский Хутор, I, интер. 3158-3164				
<i>Cupressasites</i>	59	4	МК ₂	
<i>Quathidites</i>	59	9	МК ₂	
<i>Cicatricosporites (Amelia)</i>	59	3	МК ₂	
<i>Trachytzilletes</i>	55	2	МК ₂	
<i>Sphagnum sult</i>	55	2	МК ₂	
Обломки спорополл.	56	7	МК ₂	
<i>Lycopodium subsimplex</i>	61	1	МК ₂	
- " -	56	2	МК ₂	
<i>Matonisporites</i>	67	1	МК ₃	<u>перееотложенный</u>
Эпидермис ярко-желто-коричневый	56	1	МК ₂	
Среднее значение	58	31	МК ₂	
I	2	3	4	5

* n - число измерений

Продолжение таблицы 9 .

I	2	3	4	5
Препарат № 1825, скв. Северный Русский Хутор, I, интер. 3I64-3I68				
<i>Chyathidites</i>	55,7	3	МК ₂	
<i>Cicatricosporites</i>	63,8	6	МК ₂	
<i>Leptolepidites</i>	60	I	МК ₂	
<i>Leichenidites laetus</i>	66	2	МК ₃	
<i>Ormundites sp.</i>	56,7	3	МК ₂	
Среднее значение	60	I5	МК ₂	
Препарат № 7637, скв. Колодезная, IO, интер. 3I55-3I57				
<i>Chyathidites</i>	59	I2	МК ₂	
<i>Leichenidites rasiles</i>	6I	5	МК ₂	
<i>Classopollis</i>	60	4	МК ₂	
Среднее значение	60	2I	МК ₂	
Препарат № 7385, скв. Северный Русский Хутор, 6, интер. 3I77-3I84, К _I ар				
<i>Cicatricosporites</i>	59	II	МК ₂	
<i>Leitilletes</i>	52	I	МК _I	
<i>Pseudopinus</i>	8I	I	МК ₄	темно-коричнев.
<i>Supracites</i>	59,8	4	МК ₂	
Среднее значение	59,5	I6	МК ₂	
Препарат № I204, скв. Южно-Соколовская, 5, 3832-3836 м (I ₂)				
<i>Classopollis</i>	56, 50, 53, 43, 48, 50, 52, 48, 6I, 57, 60, 80, 50, 55 52, 66, 57			
Среднее значение	57	I7	МК ₂	

Продолжение таблицы 9.

I	2	3	4	5
Препарат № 7362, скв. Северный Русский Хутор, 6, инт. 3299-3302				
<i>Classopollis</i>	54	I		
	55	I		
	57	I		
	58	2		
	60	4		
	63	I		
	64	2		
	65	3		
	67	I		
	67	I		
	70	I		
	72	3		
	74	4		
Среднее значение	66	26	МК ₃	
Препарат № 3754, скв. Северный Русский Хутор, 6, инт. 3323-3328 I ₃				
<i>Classopollis</i>	45	I		
	47	I		
	48	2		
	50	I		
	53	2		
	57	I		
	58	3		
	60	2		
	62	I		
	6I	3		
	69	I		
	67	2		
	68	2		
	70	3		
	72	I		
	7I	I		
Среднее значение	65,8	27	МК ₂	
Препарат № 200I, скв. Юбилейная, 2, инт, 4203-4206 м				
<i>Classopollis</i>	72,75,72,70			
	72,84,70,72			Обработка
	73,75,78,82			плавиковой
	84,74,84,74			кислотой
	76,88,76,80			
	76,80			
Среднее значение	76	23	МК ₃₋₄	

Продолжение таблицы № 9

I	2	3	4	5
Препарат № I508, скв. Юбилейная, 2, инт. 4203-4206 м				
<i>Classopollis</i>	80,76,84,78, 80,74,75,68, 82,78,78,65, 78,70,80,75, 80,78,77,73, 87,80			Обработка по традиционной методике
	79,68			
Среднее значение	75	24	МК ₃ -МК ₄	
Препарат № I086, скв. Мирная балка, 40, 2,7 км				
<i>Cicaticosporites</i>	48-50			Стандартная методика выделения
<i>Lycopodium sp.</i>	45,50,50			
<i>Cyathidites</i>	50,50			
<i>Classopollis</i>	57			
<i>Classopollis</i>	52			
Среднее значение	51	9	МК _I	
Препарат № I088, скв. Мирная Балка, 40, 2,7 км				
<i>Classopollis</i>	50,48,55			Выделение с обработкой пла- виковой кисло- той
- " -	50,45			
<i>Cicaticosporites</i>	50,50			
<i>Classopollis</i>	55,32,50			
<i>Cyathidites</i>	50			
Среднее значение	49	II	МК _I	
Препарат № I520, скв. Усть-Лабинская, инт. 3,3 км				
<i>Cyathidites</i>	42,60,58, 60,57,55,54			
Среднее значение	52	7	МК _I	
Препарат № I685, скв. Чалмыкская, 3, инт. 4I20-4I3I м				
<i>Classopollis</i>	72,65,72,75, 68,58,78,60, 63,78,70,80, 78,74,74,75,			Измерялось эк- ваториальное

Продолжение таблицы 9 .

I	2	3	4	5
	74, 74, 78			утолщение
Среднее значение	72	19	МК ₃	
Препарат № I574, скв. Чалмыкская, I, инт. 3320-3325 м				
<i>Classopolis</i>	53, 55, 54, 50, 45, 50, 55, 50, 52			
Среднее значение	53	8	МК _I	

Таблица 10 .

Оптические свойства микрофитофоссилий - как показатели катагенеза мезозой-кайнозойских отложений Азово-Кубанского бассейна.

Площадь, скважина	Глубина	Возраст	А _с , %	СТИ	Градации катагенеза	Зона генерации УВ
I	2	3	4	5	6	7
Севастопольско-Баракаевская, 30	1,0	С-Т?	52	-	МК _I	ГЗН
р. Белая	обнажение	T ₂	51	-	МК _I	ГЗН
Самурская, 23	1,2	K _I	45	0,5	МК _I	ГЗН
- " - , 12	2,3	I _{I-2}	49	6	МК _I	ГЗН
Ярославская, 40	1,8	I ₃	45	2,0	МК _I	ГЗН
- " -	2,1	I ₂	50	4,0	МК ₂	ГЗН
- " -	3,7	I _I	75	-	МК ₃₋₄	ГЗГ
- " -	4,3	I _I	88	60	МК ₅	ГЗГ
- " -	4,7	I _I	90	77	МК ₅	ГЗГ
Тамань, 5	1,5	P ₃	40	3,0	ПК ₃	СН ₄

Продолжение таблицы 10 .

I	2	3	4	5	6	7
Тамань, 5	2,0	P ₃	49	-	МК _I	ГЗН
- " -	2,5	P ₃	56	6,0	МК ₂₋₃	ГЗН
- " -	2,8	P ₃	54	-	МК ₂	ГЗН
- " -	3,3	P _{I-2}	70	-	МК ₃	ГЗН
- " -	3,7	K ₂	80	-	МК ₄	ГЗГ
- " -	4,2	K ₂	90	-	МК ₅	ГЗГ
Мирная Балка, 40	2,7	K _I	51	6,8	МК _I	ГЗН
- " -	3,0	K _I	57		МК ₂	ГЗН
- " -	3,3	K _I	62	12	МК ₂	ГЗН
- " -	4,4	K _I	68	32	МК ₃	ГЗН
Западно-Медве- довская, 3	5,2	I _{I-2}	88	150	МК ₅	ГЗГ
Черноморская, I	1,4	P	40	-	ПК ₂₋₃	СН ₄
Северная, I	2,9	P	47	2,0	МК _I	ГЗН
- " -	3,7	P	60	8,2	МК ₂	ГЗН
- " -	4,5	P	77	22	МК ₄	ГЗГ

Таблица II .

Соотношение AS, % микрофитофоссилий, R^a, % витринита
в одном образце керна и СТИ, как показателей катагенеза.

Площадь, скважина	Глуби- на, км	Воз- раст	R ^a , %	AS, %	Гра- да- ция	T° C	СТИ	Зона гене- рации УВ
I	2	3	4	5	6	7	8	9
Воротынское м-ние	0,2	С	6,9	42	ПК ₃	-	-	СН ₄
Сев. Бузачи, 84I	0,6	K _I	6,5*	37	ПК ₂	-	-	СН ₄

Продолжение таблицы II.

I	2	3	4	5	6	7	8	9
Тюб-Караган, 4	1,8	K _I	7,5*	55	МК _{I-2}	-	-	ГЗН
Тюб-Караган, 4	1,5	K _I	7,1*	52	МК _I	-	-	ГЗН
Тюб-Караган, 4	2,9	I ₃	8,1*	59	МК ₂	-	-	ГЗН
Абхазская, I	4,2	K _I	9,0	71	МК ₃	150	40	ГЗН
В.Кубанская, I	3,4	K _I	8,3	61	МК ₂	135	24	ГЗН
Генеральская, 2	3,7	K _I	8,6	66	МК ₃	145	33	ГЗН
Мирная балка, 40	4,4	K _I	8,6	68	МК ₃	140	43	ГЗН
Ленинградская, 4	2,2	K _I	7,2	45	МК _I	78	-	ГЗН
Юж.-Советская, 5	3,1	K _I	8,1	56	МК ₂	-	-	ГЗН
Бейсугская, I3	1,2	T(?)	7,9	55	МК ₂	-	-	ГЗН
Мигутинская, I	2,6	K _I	7,2	48	МК _I	90	-	ГЗН
Крыловская, 35	2,4	K _I	6,9	43	МК _I	92	4	ГЗН
Крыловская, I0	2,5	I ₃	7,7	54	МК _I	93	6	ГЗН
Великая, I2	3,7	I ₂	9,3	77	МК ₄	155	63	ГЗГ
Ярославская, 40	2,1	I ₂	7,2	50	МК _I	90	4,0	ГЗН
Зап.-Медведовская, 3	3,5	P _I	7,8	55	МК ₂	145	44	ГЗН
Тульская, 33	1,4	K _I	7,1	46	МК _I	77	2	ГЗН
Зап.Медведовс- кая, 3	5,2	I _{I-2}	10,2	86	МК ₅	190	150	ГЗГ
Юбилейная, 2	4,4	I _{I-2}	8,8	69	МК ₃	148	58	ГЗН
Мирофановская, 3	3,7	K _I	8,5	62	МК ₃	132	32	CH ₄
Юж.-Соколовская, 5	3,6	K _I	8,2	57	МК ₂	155	-	
Зимняя Ставка, 84	3,5	I _{I-2}	9,2	73	МК ₃	-	-	
Современные спо- ры торфов	0-5	0	5	20	ДГ	-	-	

* Данные Т.П.Емец. ++ И.А.Назаревич, Е.И.Стефановой

таты измерений *Classopollis* приведены для препаратов № 1885, 1574, 200, 1508, 7362, 3754.

В.А.Рудавской (Л.С.Косовой, В.А.Рудавская, 1975) впервые разработана субрегиональная биостратиграфическая схема верхнего докембрия и нижнего кембрия Мезенской синеклизы. Наиболее полно разрез по их данным охарактеризован в Оменской скв. I, имеющей глубину 3,6 км. В интервале 2,7-3,6 км залегает сафоновская серия венда, а в интервале 1,2-2,0 км - отложения валдайской серии венда. Разрез в основном представлен песчаниками, аргиллитами, с редкими прослоями известняков и доломитов. Характерной особенностью верхнерифейских отложений является значительное распространение достаточно однотипного комплекса акритарх *Kibdinella*, особенно полных в темно-серых алевролитистых аргиллитах. В рифейской серии наряду с богатым комплексом акритарх доминируют оболочки *Gleocarpomorphia prisca zel.* и др. В валдайской серии венда, представленной ритмичным чередованием алевролитов и аргиллитоподобных глин реже встречается комплекс акритарх *Balwinella favolata Schep* и *Prasae gedium densum Thum.*, единичные *Mycehystudium formatum Volk.*

Представленная В.А.Рудавской коллекция препаратов была нами исследована микрофотометрически. В результате, на основании измерения показателя абсорбции оболочек акритарх впервые получены данные о катагенезе позднепротерозойских отложений, которые приведены в таблице 10. При отработке методики проведены многочисленные сравнительные измерения показателя абсорбции различных видов акритарх, которые позволили в качестве стандартной оболочки принять *Kibdinella*, которая наиболее близка *Classopollis*. Другие акритархи также имеют довольно простое строение. Это позволило путем сравнительных измерений достичь

воспроизводимых определений степени катагенеза.

Таблица 12

Катагенез ОБ верхнепротерозойских отложений
Мезенской синеклизы (скв. Оменская, I)

Глубина	Возраст	А S %	Градация катагенеза	Зона генерации УВ
1,2	Венд (V), валдайская серия	60	МК ₂	ГЗН
1,7	570 млн. лет	61	МК ₂	ГЗН
1,9	"	80	МК ₄	ГЗГ
2,0	"	85	МК ₄₋₅	ГЗГ
2,2	Редкинская серия венда < 680 млн. лет	88	МК ₅	ГЗГ
2,7	Сафоновская серия верхнего рифея (R) > 680 млн. лет	91	МК ₅	ГЗГ
3,0	"	93-95	МК ₅	ГЗГ
3,4	"	93-100	МК ₅ -АК _I	ГЗГ
3,6	"	95-100	МК ₅ -АК _I	ГЗГ

Отметим также, что приемлемость показателя абсорбции (А S %) как индикатора апробирована нами и для эвенкийской свиты кембрия в пределах Верхнетохомского поднятия Сибирской платформы (градация МК₂₋₃ на глубине около 0,4 км). Эти данные оказались весьма важными при проведении прямых геохимических нефтегазопроисследовательских исследований ВНИИЯГТ в этой зоне для установления эпигенетичной природы УВ аномалий.

Массовость и экспрессность получаемой при комплексном визуальном и инструментально-микроскопическом исследовании палеонтологических препаратов информации об: 1) исходной ботанической субстанции, генетическом типе (потенциале), содержании ОБ, степени его катагенеза; 2) палеогеографических условиях накопления отложений; 3) перерывах в осадконакоплении; 4) источниках сноса и палеорельефе; 5) направлении и дальности транспортировки

материала; б) направлении и дальности миграции УВ флюидов (И.К.Чепиков, А.М.Медведева, 1978), наряду с детальной корреляцией отложений и определения их возраста свидетельствуют о расширении возможностей и перспективности традиционного палинологического стратиграфического анализа для целей диагностики и картирования нефтегазоматеринских отложений на различных этапах их эволюции (Л.В.Ровнина, В.И.Ручнов, 1977), пространственно-временного соотношения зон генерации и аккумуляции УВ в осадочных бассейнах.

ГЛАВА У. МЕТОД "СУММАРНОГО ТЕПЛОВОГО ИМПУЛЬСА".

Аналитические методы позволяют оценить современную результирующую и достигнутую за всю прерывисто-непрерывную геологическую историю пласта степень катагенеза OB . В случае невозможности определений степени катагенеза аналитическими методами задача остается нерешенной. Однако, с современных позиций осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа для оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов (как для оценки потенциальных ресурсов, так и выяснения продуктивности ловушек и фазового состава UB) необходим и ретроспективный пространственно-временной анализ катагенетических процессов, ведущих к нефтегазообразованию.

Важный шаг в решении этих вопросов был сделан Н.В. Лопатиным (1971), который предложил расчетный метод "температурно-временного показателя" (Σt) определения степени катагенеза OB , основанный на анализе геотермической эволюции отложений.

Н.В. Лопатин (1971) исходя из химико-кинетических расчетов для энергий активации E от 10 до 30 ккал/моль углефикационного процесса предположил, что с повышением температуры на $10^{\circ}C$ скорость химических реакций углефикации возрастает примерно в два раза. Далее, если на графиках^{I)} эволюции глубин залегания отложений за геологическую (включая геотермическую) историю построенных методом мощностей (рис. 34) определить всю длительность (Δt) пребывания пород (в млн. лет) в каждой из геотермических зон в $10^{\circ}C$ начиная с $50^{\circ}C$ и умножить на коэффициент скорости реакции (k) для данного температурного ин-

I) Б.А. Соколов по такому принципу строит "модели прогресса отложений". С точными данными о катагенезе можно строить пространственно-временные модели катагенетических процессов нефтегазообразования, соответствующие позиции определяются по глубинным, геотермическим и временным шкалам.

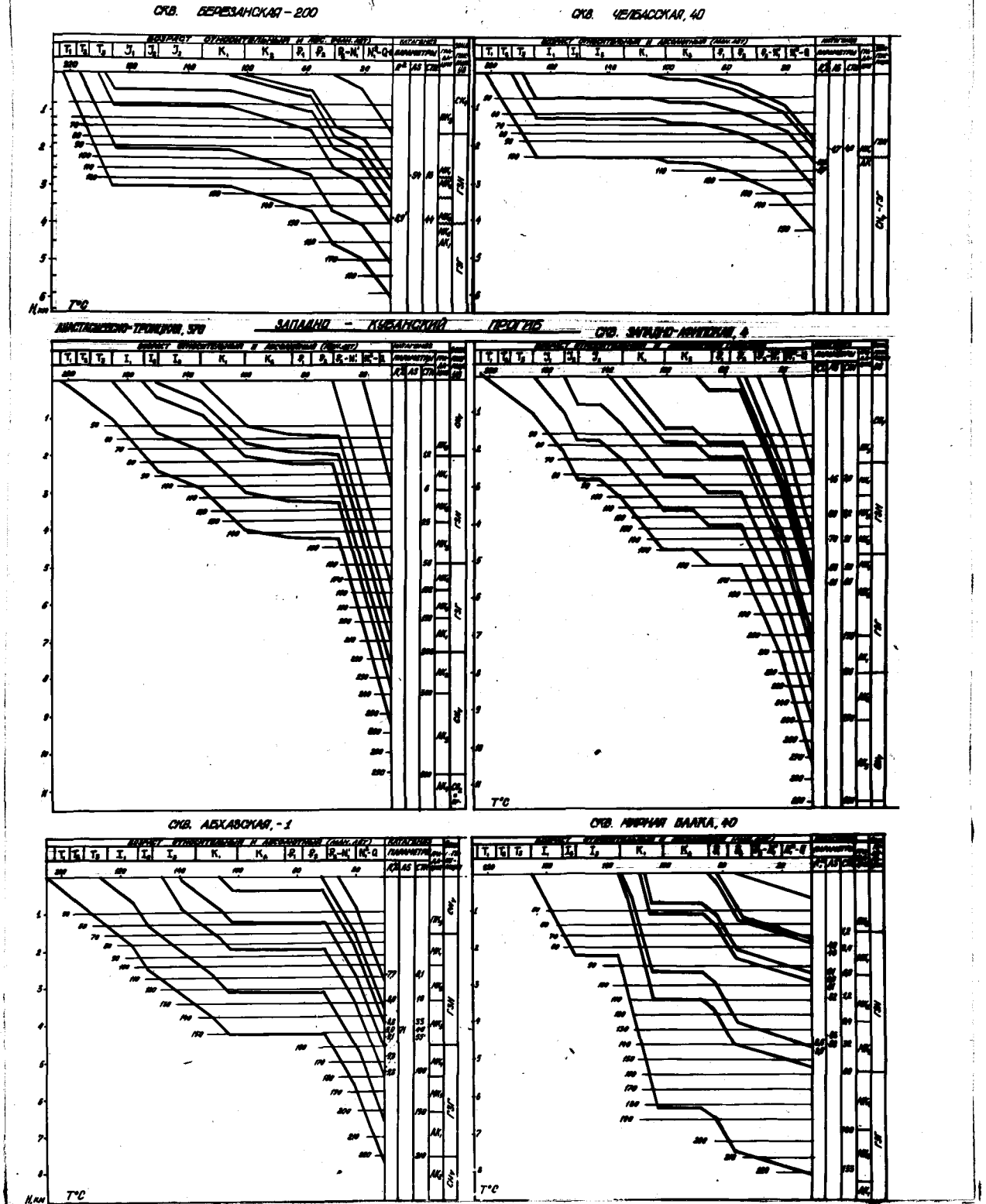


Рис. 34 Пространственно-временные модели катагенеза и нефтегазообразования в мезозойкайнозойских отложениях Азово-Кубанского бассейна. Приведены параметры катагенеза СТИ, AS% микрофитофоссилий, OS витринита, зоны генерации УВ. Составил В.И.Ручнов.

Таблица 13 .

Коэффициент скорости реакции (γ) углификации в различных геотермических зонах (Н.В.Лопатин, 1971).

$T^{\circ} C$	γ	$T^{\circ} C$	γ	$T^{\circ} C$	γ
50-60	1	110-120	64	170-180	4096
60-70	2	120-130	128	180-190	8192
70-80	4	130-140	256	190-200	16384
80-90	8	140-150	512	200-210	32768
90-100	16	150-160	1024	210-220	65536
100-110	32	160-170	2048	220-230	131072

Таблица 14 .

Граничные значения $\sum \tau$ для основных градаций катагенеза по Н.В.Лопатину (1971, 1973).

ПК	МК _I	МК ₂	МК ₃	МК ₄ МК ₅	АК _I АК ₂
---	6 - 9	10 - 22	23-47	48-90	90-220 > 220

Таблица 15 .

Коэффициент скорости реакции (К) катагенеза ОВ, соответствующий энергии активации 10 ккал/моль (В.И.Ручнов, 1973)

$T^{\circ} C$	К	$T^{\circ} C$	К	$T^{\circ} C$	К
50-60	0,1	110-120	1,4	170-180	6,3
60-70	0,2	120-130	1,9	180-190	8,2
70-80	0,3	130-140	2,2	190-200	9,2
80-90	0,4	140-150	2,9	200-210	6,2
90-100	0,7	150-160	3,7	210-220	7,5
100-110	1,0	160-170	4,8	220-230	9,0

тервала, каждый раз возрастающий в два раза (табл. 13), и затем полученные произведения суммировать, то в результате получится "температурно-временной показатель" ($\sum \tau$) — количественный показатель катагенетического значения OB пород. Значения $\sum \tau$ соответствующие основным стадиям катагенеза (табл. 14) были рассчитаны Н.В. Лопатиным для встреченных в разрезе глубокой скважины Микстерланд-1 (северная часть Пура) пластов углей и углестых включений. Т.е. формула расчета:

$$\sum \tau = \Delta t_1 \gamma_1 + \Delta t_2 \gamma_2 + \dots + \Delta t_n \gamma_n = \sum \Delta t_n \gamma_n.$$

Однако, проведенная нами в 1971г. (В.И. Ручнов, 1973) одна из первых апробация метода на примере Азово-Кубанского бассейна показала значительное завышение теоретически рассчитанной степени катагенеза OB по сравнению с фактической, определенной на основании замеров OC интринита. Например, по OC интринита нижнеантоновые отложения в разрезе скв. Суздальской, 1 (табл. 16) на глубине 4,6 км находятся на границе MK_3 . Расчет дает $\sum \tau = 160$, что соответствует градации AK_1 .

Анализируя расчет $\sum \tau$ (табл. 16) можно заметить, что значения $\sum \tau$ начиная с классов температур $100 - 120^\circ C$ и выше значительно определяются отрицательно растущей величиной коэффициента скорости (γ) реакции и в меньшей степени длительностью пребывания пород в соответствующих температурных интервалах. Это привело нас к выводу о необходимости пересмотра значений коэффициента скорости реакции катагенеза. Прежде всего, Н.В. Лопатин принял средние значения коэффициента скорости реакции для энергии активации (E)¹⁾ от 10 до 30 ккал/моль

1) Правильнее говорить о псевдо-энергии активации.

Таблица 16

Расчет значений $\sum \tau$ и СТИ для выделенных территориальных объектов с различными коэффициентами скорости ($\gamma_{ик}$) разности (скв. Суздальская-1, глубина 4,6 км, $R^2 = 9,2\%$, МК₃)

Г° С	Δt мин.-лет	γ по Ю- школе 1971	ЧИМ	$\sum \tau$	Г° С	Δt мин.-лет	И по Руч- школе 1973	ЧИМ	СТИ
50-60	4	2 ⁵	0,12	0,12	50-60	4	0,1	0,4	0,4
60-70	3	2 ⁴	0,18	0,3	60-70	3	0,2	0,6	1
70-80	3	2 ³	0,36	0,66	70-80	3	0,3	0,9	1,9
80-90	3	2 ²	0,75	1,41	80-90	3	0,4	1,2	3,1
90-100	2	2 ¹	1	2,41	90-100	2	0,7	1,4	4,5
100-100	2	2 ⁰	2	4,41	100-110	2	1	2	6,5
110-120	2	2 ¹	4	8,41	110-120	2	1,4	2,8	9,3
120-130	4	2 ²	16	24,4	120-130	4	1,9	7,6	16,9
130-140	3	2 ³	24	48,4	130-140	3	2,2	6,6	23,5
140-150	3	2 ⁴	48	96,4	140-150	3	2,9	8,7	32,2
150-160	2	2 ⁵	64	160,4	150-160	2	3,7	7,4	39,8

По данным В.В.Станова (1971) для буроугольной и каменноугольной стадий $E = 10$ ккал/моль. По мнению М.В.Голицина (устные обсуждения, а также 1973) значение коэффициента Вант-Гоффа от 2 до 4 соответствует кинетике реакций для газов, а для топохимических реакций (в твердом теле) он значительно ниже и доходит до 1,5.

Это обстоятельство привело нас (В.И.Ручнов, 1973) к решению принять определенное значение $E = 10$ ккал-моль и с учетом данных Н.В.Лопатина (1971) рассчитать и предложить другие коэффициенты скорости реакции (К) катагенеза (табл. 15)¹⁾

Н.В.Лопатин (1971, 1973, 1976) придает исключительное значение роли геологического времени в процессе катагенеза ОБ, принимая при расчетах $\sum \tau$ всю доходившую до сотен миллионов лет длительность пребывания пород в каждом 10°C температурном интервале, т.е. $\sum \tau$ является непрерывной величиной.

В то же время, как видно например из таблицы 16, для достижения уровня $\text{МК}_3/\text{МК}_4$ ($R^2 = 9,2\%$) на глубине 4,6 км для нижнеалтских отложений достаточно 40 млн.летнего равномерного непрерывного прогибания, наступившего после верхнемелового и палеоценового перерывов.

При этом длительность пребывания в каждом из 10°C температурном интервале начиная с 50°C до 160°C не превышала 4млн.

1) В 1973 г. Н.В.Лопатин предположил необходимость принятия энергии активации (вероятно близкой 10 ккал/моль), а также отметил необходимость уточнения граничных значений
В 1976 г., им были предложены новые коэффициенты и температурные интервалы с учетом $E = 10$ ккал/моль и всей длительности пребывания в них, а также новые граничные значения

лет. (В.И.Ручнов, 1973, см. табл. 16).

С.Г.Неручев, Г.М.Парпарова (1972, 1976, 1978) считают роль геологического времени также менее значимой, отмечая достаточность пребывания отложений в зоне максимальных температур не более 5 - 15 млн.лет.

А.Худ, С.С.М.Гутьяр, Р.Л.Хикок (1975) в предложенном ими методе и шкале уровня органического метаморфизма (ЛОМ) учитывают только эффективное время пребывания в одном 15° интервале от максимальной температуры пласта.

Л.А.Польстер и др. (1976, 1977), приняв при расчетах СТИ предложенные нами коэффициенты скорости реакции катагенеза отмечают необходимость учета только 10 млн.летнего пребывания пласта в 10° С интервалах. При учете всей длительности пребывания расчет дает значительное завышение степени катагенеза. Авторы считают, что при малой скорости прогибания и при полном прекращении осадконакопления, обуславливающих длительное (10 млн.лет) сохранение температуры на одном уровне или даже ее незначительное снижение процессы генерации УВ затухают.

А.Л.Козлов (1977) считает, что при инверсии процессы генерации газовых УВ не идут, и "образование газов после инверсии возобновится, если породы за счет последующего тектонического погружения окажутся на глубине с T° С превышающей предыдущий этап катагенеза".

В.Н.Нагорный и Ю.Н.Нагорный (1974), проводя сопоставления расчетных стадий катагенеза по методам Н.В.Лопатина (1971) и М.В.Голицина (1973) отмечают значительное (в сторону завышения) расхождение с данными аналитических определений. На это же указывает (ссылаясь на данные Ю.Карвайля) *В.А.Брегг* (1977). Основные причины расхождения результатов по мнению

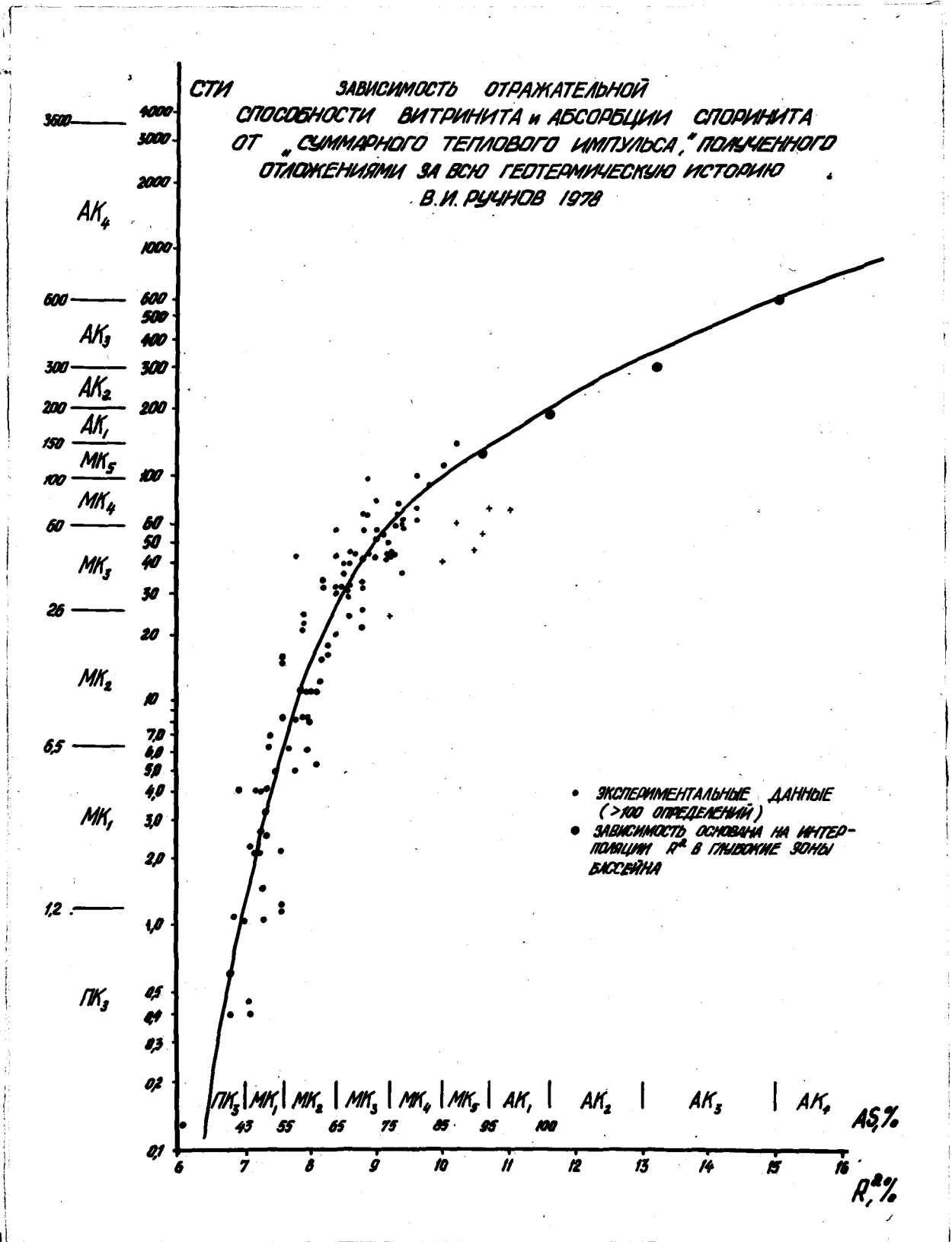


Рис. 35.

этих исследователей, — переоценка роли геологического времени в процессе катагенеза ОБ и неоднозначность химико-кинетических посылок.

В этой связи автор считает правомочным говорить о предложенном, уточненном, развитом варианте метода "температурно-временного показателя", который по рекомендации Н.Б.Вассоевича был назван (В.И.Ручнов, 1973) методом "суммарного теплового импульса" (СТИ) и который отличается от "температурно-временного показателя" и "суммарного импульса тепла" (СИТ) Н.В.Лопатина (1971, 1973, 1976).

Прежде всего, в понятие "суммарного теплового импульса" нами вкладывается дискретность, которая выражается в принятии при расчете "частного теплового импульса" (ЧТИ) максимальной эффективной длительности пребывания в 10^0 С температурных интервалах не превышающей 4 млн. лет. ($\Delta t_{эф}$). "Суммарный тепловой импульс" является суммой дискретных "частных тепловых импульсов" (ЧТИ), т.е.:

$$\text{СТИ} = \text{ЧТИ} = \Delta t_1 K_1 + \Delta t_2 K_2 + \Delta t_3 K_3 + \dots + \Delta t_n K_n = \sum \Delta t K$$

где: $0 \ll t_{эф} \leq 4$ млн. лет.

Рассчитанные и апробированные коэффициенты скорости реакции катагенеза (K) соответствуют $E = 10$ ккал/моль и оптимально учитывают роль геологического времени.

Полученные граничные значения СТИ для основных градаций катагенеза (табл. 19, 23, рис. 35) основаны на обобщении большого фактического материала по катагенезу ОБ, выполненного нами по единой методике (по ОС витринита и АЗ, % микрофитофоссилий), построении моделей прогрева по разрезу около 30 скважин расчетов СТИ (более 100) для различных режимов погружения (равномерного непрерывного, равномерного переменного, прерывисто-

непрерывных и инверсионных) мезозой-кайнозойских отложений в разных геотектонических зонах Азово-Кубанского бассейна.¹⁾

Это позволило подтвердить наше раннее предположение о том, что максимальная эффективная длительность пребывания пласта в 10°C интервале не должна превышать 4 млн.лет. Это условие достигается при равномерном непрерывном прогибании пласта со скоростью не превышающей 100 м/млн.лет и геотермическом градиенте $2,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

При скоростях прогибания отложений, превышающих 100м/млн.лет и длительностях пребывания в 10°C интервалах, меньших 4 млн.лет, как следует из расчетов СТИ (табл. 18) происходит глубинное и температурное затягивание зон градаций катагенеза. Например, средневерхнемиоценовые отложения Южной Луизианы (Галф Кост) достигли уровня катагенеза MK_2 на глубине 5,4 км и температуре около 160°C (*D. Helling, M. Reichmüller*, 1974) при скорости прогибания около 300 м/млн.лет и длительности пребывания в 10°C интервалах около 1,5 млн.лет (табл. 17). Интерпретируя измерения прозрачности спор, выполненных (1975) для миоценовых отложений Южной Луизианы (р-н оз. Пекан), также можно отметить затягивание градации MK_2 ($\Delta S = 65\%$) до глубины 4,4 км и $T^{\circ}\text{C}$ 148° (скорость прогибания вероятно составила около 170 м/млн.лет).

Как видно из таблицы 17 полученные значения СТИ находятся в хорошем соответствии с корреляцией СТИ и R^a по Азово-Кубанскому бассейну.

¹⁾ Геотермические данные обобщены из опубликованных и фондовых работ, а также любезно предоставлены В.С.Котовым, В.Н.Матвеевко, А.И.Дьяконовым. Современный геотермический режим бассейна по свидетельству ведущих геотермиков близок к палеомаксимальному. Поэтому, корреляцию ОС витринита и $\Delta S, \%$ споринита с температурами можно рассматривать палеомаксимальной.

При скоростях прогибания меньших 100 м/млн.лет и длительностях пребывания в 10⁰ С геотермических зонах более 4 млн.лет реакция катагенеза ОВ завершается в течении 4 млн.лет, и, поэтому, при расчетах СТИ, как уже отмечалось, последующее пребывание в этой зоне не учитывается. Например, для нижнемеловых отложений Западного Казахстана (площадь Чикудук Г-1) залегающих на глубине 2,6 км при T⁰ С = 100⁰ степень катагенеза соответствует градации МК₁ (R^a = 74%, определение Т.П.Емец) длительность пребывания в геотермической зоне 50-60⁰ С составила 12 млн.лет, в 60-70⁰ С - около 21 млн.лет, 70-80⁰ С - 24 млн.лет, в 80-90⁰ С - 11 млн.лет, 90-100⁰ С - 34 млн.лет. При учете всей длительности пребывания СТИ составляет 48,5 и градация оказывается явно завышенной - около МК₃, а при учете только эффективной длительности - СТИ = 6,8 и градация соответствует аналитической.

Для мезозойских отложений Азово-Кубанского бассейна скорость прогибания, как правило, не превышала 50-60 м./млн.лет (А.И.Дьяконов, 1976, А.И.Дьяконов, Н.В.Лопатин, В.И.Ручнов, 1976), исключая южный борт Западно-Кубанского прогиба, где скорость погружения на кайнозойском этапе достигала 100 и несколько более м/млн.лет. Поэтому, на разных этапах геологической истории принималась либо полная длительность пребывания отложений в геотермических зонах при равномерном устойчивом прогибании нефтематеринского пласта или только эффективная (при равномерно-переменных и инверсионных режимах прогибания). О правомерности такого подхода свидетельствует достаточно хорошая корреляция СТИ с ОС витринита и AS, % микрофитофоссилий (рис.

35). Пространственно-временные модели катагенетических процессов нефтегазообразования для мезозой-кайнозойских отложений приведены на рис.34 . На основании снятых с них данных целе-

Таблица 17.

Расчет суммарного теплового импульса для миоценовых отложений Южной Луизианы (Галф-Кост).

Н, км	T° C	R ^a	Градация	СТИ
2	85	7,0	ПК ₃	1,0
4,2	135	7,6	МК _I	8,2
5,4	160	8,4	МК ₂	14,5

Таблица 18.

Достигнутые градации катагенеза и значения СТИ при различных длительностях пребывания отложений в различных геотермических зонах (теоретическая модель)

T° C	1млн.лет	2млн.лет	3млн.лет	4млн.лет
50-60	0,1	0,2	0,3	0,4
60-70	0,3	0,6	0,9	1,2
70-80	0,6	1,2	1,8	2,4
80-90	1,0	2,0	3,0	4,0
90-100	1,7	3,4	5,1	6,8
100-110	2,7	5,4	8,1	10,8
110-120	4,1	8,2	13,3	16,4
120-130	6,0	12,0	18,0	24,0
130-140	8,2	16,4	24,6	32,8
140-150	11,1	22,2	33,3	44,4
150-160	14,5	28,0	43,5	58,0
160-170	15,3	37,6	58,3	77,2
170-180	21,6	50,2	67,2	102,4

T ⁰ C	1 млн. лет	2 млн. лет	3 млн. лет	4 млн. лет
180-190	29,8	66,6	81,8	135,2
		$\frac{MK_3}{MK_4}$		
190-200	35,0	76,8	97,4	156,0
			$\frac{MK_4}{MK_5}$	$\frac{MK_5}{AK_1}$
200-210	41,2	89,2	116,0	180,0
210-220	48,7	104,2	137,5	210
		$\frac{MK_4}{MK_5}$	$\frac{MK_5}{AK_1}$	$\frac{AK_1}{AK_2}$
220-230	57,7	122,2	164,5	246
	$\frac{MK_3}{MK_4}$		$\frac{AK_1}{AK_2}$	
230-240	68,5	143,8	196,9	289
		$\frac{MK_5}{AK_1}$	$\frac{AK_1}{AK_2}$	$\frac{AK_2}{AK_3}$
240-250	80,9	169,6	234,1	339
250-260	95,2	198,2	277,0	396
	$\frac{MK_4}{MK_5}$	$\frac{AK_1}{AK_2}$		

Таблица 19

Граничные значения СТИ по В.И.Ручнову

$\frac{PK_1}{MK_1}$	$\frac{MK_1}{MK_2}$	$\frac{MK_2}{MK_3}$	$\frac{MK_3}{MK_4}$	$\frac{MK_4}{MK_5}$	$\frac{MK_5}{AK_1}$	$\frac{AK_1}{AK_2}$	$\frac{AK_2}{AK_3}$	$\frac{AK_3}{AK_4}$	$\frac{AK_4}{MT}$
1,2	6 5	2,6	60	100	150	200	300	600	3600

Таблица 20

Глубинная (км) зональность катагенеза ОВ мезозой-кайнозойских отложений Азово-Кубанского бассейна в разных геотектонических зонах

Площадь скв.	Градации катагенеза	$\frac{PK_3}{MK_1}$	$\frac{MK_1}{MK_2}$	$\frac{MK_2}{MK_3}$	$\frac{MK_3}{MK_4}$	$\frac{MK_4}{MK_5}$	$\frac{MK_5}{AK_1}$	$\frac{AK_1}{AK_2}$	
Березанская, 200		1,6	2,8	3,2	MK ₃ /MK ₅ на 40 км				
Крыловская, 35		PK ₃ /MK ₁ на глубине 2,2 км							
Каневская, 40		2,0	3,4	4,0	5,0				
Старо-Минская, 100		-	2,6	-	-	3,4	3,4		
Челбасская, 40		-	MK ₁ /AK ₁ на глубине 2,2 км						

Митрофановская, 3	1,4	2,0	3,2	-	-	-	-	
Соколовская, 25	1,6	2,4	3,4	4,2	-	-	-	
Тульская, 30	1,4	2,2	3,3	4,0	-	-	-	
Майкопская, 130	1,2	2,0	2,6	3,4	-	-	-	
Кужорская, 10	1,2	2,2	3,2-4,0	4,6	-	-	-	
Великая, 10	1,4	2,2	3,0	4,2	5,0	-	-	
Ярославская, 40	1,8	2,2	3,0	3,4	3,8	4,8	-	
Юбилейная, 1	1,4	2,0	3,0	4,2	5,2	6,5	8,0	
Темиргоевская, 8	1,6	2,0	4,2	5,3	5,4	6,4	7,0	
Кошехабльская, 1	1,4	2,0	3,2	5,0	6,0	7,0	8,0	
Лабинская, 7	1,4	2,0	3,8	5,4	6,4	7,2	-	
Кузнецовская, 2	1,4	2,4	3,4	4,5	6,0	7,2	-	
Мирная Балка, 40	1,6	2,7	4,0	5,2	7,0	8,2	-	
Безводненская, 1	-	AK ₄ /MГ на глуб. 3,6км						-
Сомурская, 35	1,0	2,4	-	-	-	-	-	
Таманская, 5	-	2,6	3,2	4,0	4,4	-	-	
В-Кубанская, 1	1,4	2,4	3,3	4,4	5,2	6,2	7,4	
Генеральская, 1	1,4	2,4	3,6	4,4	5,2	6,2	7,2	
Арешкинская, 1	1,6	2,8	3,2	4,0	5,0	5,8	7,0	
Абхазская, 1	1,5	2,4	3,3	4,6	5,2	6,1	7,4	
Суздальская, 1	1,7	2,4	3,3	4,5	5,8	7,0	8,0	
Нво-Дмитриевская	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	6,6	8,0	
Зап. Афипская, 4	2,2	3,0	3,9	4,4		7,0	8,0	
Анастасиевско-Троицкая, 370	2,0	2,9	3,9	5,0	5,6	6,4	7,2	
Чебургольская, 1	2,0	2,8	3,4	4,6	5,6	6,6	-	
Ю-Андреевская, 1	1,8	2,8	3,5	4,4	5,0	5,8	6,6	
З-Медведовская, 1	1,4	3,0	MK ₃ /MK ₅ - 4,6км		5,4			

сообразно построение соответствующих схем в линиях равного теплового импульса (изотимах), отражающих катагенетическую зональность отложений и схем изохрон времени начала и завершения (можно длительности) ГФН или ГФГ. (рис.43).

Уточнение значения геологического времени в процессах прерывисто-непрерывной геотермической истории нефтегазоматеринского пласта, развитие метода СТИ позволяет исследовать пространственно-временные особенности катагенеза ОВ, зон генерации и миграции УВ практически в любой точке ОПБ, а вместе с реконструкцией времени и особенностей роста структурных ловушек – судить об их заполнении УВ флюидами, фазовый состав которых определяется положением свиты в рамках ГЗН и ГЗГ, а также миграцией УВ из более погруженных зон.

В заключении отметим, что предложенный нами вариант метода СТИ успешно применяется для исследования пространственно-временных особенностей катагенетических процессов нефтегазообразования не только в Азово-Кубанском, но и в других бассейнах. Например, в работах Л.А.Польстер с соавторами (1976, 1977), Д.А.Мирзоева и Л.И.Джапаридзе (1976, 1978). При этом получают приемлемую для практики достоверность определений даже при отсутствии традиционных аналитических данных. Однако, Л.И.Джапаридзе, консультировавшаяся у автора и применяющая рекомендованные нами коэффициенты скорости реакции катагенеза ОВ ссылается на публикацию Н.В.Лопатина (1971), которая, как было показано, описывает метод "температурно-временного показателя", значительно завышающий степень катагенеза.

Оптические свойства микрофитофоссилий как показатели
катагенеза ОБ мезокайнозойских отложений

Площадь скв.	Глубина	Возраст	AS, %	Градация катагенеза	Зона генерации УВ
Самурская, 5	0,9	K _I	45	MK _I	ГЭН
"- 23	1,2	K _I	45	MK _I	ГЭН
"- 12	2,4	T _{I-2}	49	MK _I	ГЭН
Кошехабльская, 1	5,0	I ₂	84	MK ₄	ГЭГ
Чамлыкская, 3	3,3	K _I	53	MK _I	ГЭН
"- 2	4,1	I ₃	71	MK ₃	ГЭН
Ю-Советская, 12	2,9	K _I	49	MK _I	ГЭН
Лабинская, 5	4,8	I ₂₋₃	73	MK ₃	ГЭН
Бескороненская, 1	3,0	I ₂	58	MK ₂	ГЭН
Юбилейная, 3	4,2	I ₃	72	MK ₃	ГЭН
Темиргоевская, 8	4,2	K _I	56	MK ₃	ГЭН
Глубокоярская, 1000	3,9	K _I	57	MK ₂	ГЭН
Челбасская, 21	2,1	K _I	47	MK _I	ГЭН
Бескороненская, 10	3,0	I ₂	63	MK ₂	ГЭН
Ладожская, 15	4,2	K _I	65	MK ₂₋₃	ГЭН
В-Кубанская, 1	3,4	K _I	61	MK ₂	ГЭН
Генеральская, 2	3,7	K _I	67	MK ₃	ГЭН
Абхазская, 1	4,2	K _I	72	MK ₃	ГЭН
Кужорская, 6	2,6	K _I	49	MK _I	ГЭН

ОС витринита мезозойских отложений бассейна как
показатель катагенеза

Площадь, скв.	Глубина	Возраст	R, %	Градации катагенеза	Зона ге- нерация УВ
Юбилейная, 3	4,6	I ₃	8,0	МК ₂	ГЭН
Ярославская, 40	2,2	I	7,2	МК _I	ГЭН
Ленинградская, 2I	2,2	K _I	7,2	МК _I	ГЭН
Тульская, 3,4	1,5	K _I	7,0	МК _I	ГЭН
Уманская, 2	2,4	I	7,6	МК _{I-2}	ГЭН
Лобинская, 7	5,2	I	9,0	МК ₃	ГЭН
Темиргоевская, 8	5,4	I	9,1	МК ₄	ГЭГ
Абхазская, I	5,3	I ₃	9,8	МК ₄	ГЭГ
Великая, I2	3,7	T	9,3	МК ₃	ГЭГ
Мартанская, 3	4,1	K _I	8,2	МК ₂	ГЭН
Темиргоевская, 8	4,1	K _I	8,3	МК ₂	ГЭН
Суздальская, 3	4,6	K _I	9,1	МК ₃₋₄	ГЭГ
Бейсугская, I3	1,2	T-I	8,1	МК ₂	ГЭН
Майкопская, I30	2,6	K _I	8,6	МК ₃	ГЭН
Суздальская, I	4,8	K _I	9,3	МК ₄	ГЭГ
Абхазская, I	4,2	K _I	9,1	МК ₄	ГЭГ
В-Кубанская, I	3,2	K _I	8,6	МК ₃	ГЭН
Беляевская, I	3,2	K _I	8,6	МК ₃	ГЭГ
3-Медведовская, 3	4,7	I	8,9	МК ₃	ГЭН
Безводненская, I	3,7	P ₂	2I	МГ	-

ГЛАВА VI. ИСТОРИКО-ГЕНЕТИЧЕСКИЙ ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЙ
ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АЗОВО-КУБАНСКОГО
БАСЕЙНА.

Азово-Кубанский нефтегазоносный бассейн — один из старейших нефтегазодобывающих районов страны. Со времени заложения в 1864 г. А.Н.Новосильцевым первых в России буровых скважин, из которых был получен первый нефтяной фонтан, кубанская промышленность прошла сложный и длительный путь своего развития и по праву, по выражению И.М.Губкина, считается колыбелью нефтяной промышленности России.

В последние годы в связи со значительной разведанностью верхних горизонтов бассейна поиски месторождений нефти и газа ориентированы на глубоководные структурные ловушки, а также на ловушки неструктурного типа.

Открытие ряда месторождений и результаты опробывания глубоких скважин свидетельствуют о значительных невыявленных ресурсах бассейна.

Эффективность глубокого поискового бурения (С.П.Максимов и др., 1976, Н.Н.Арутюнова, В.И.Высоцкий и др., 1978) за рубежом и в СССР в целом и в Краснодарском крае невысока. Повышение эффективности глубокого разведочного бурения в регионе, планируемого на основании общих геологических предпосылок и метода аналогий требует уточнения перспектив нефтегазоносности бассейна с позиций осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа и разрабатываемого на ее основе историко-генетического метода. Для его реализации был применен комплекс разработанных количественных методов определения степени катагенеза и типа ОВ, позволяющий оценить зональность катагенеза ОВ мезозой-кай-

мезозойских осадочных формаций в различных геотектонических зонах; выяснить время проявления очагов ГФН и ГФГ, их пространственную локализацию; уточнить с учетом специфики бассейна историко-генетические способы питания ловушек, позволяющие прогнозировать их продуктивность и фазовый состав залежей; уточнить потенциал и объемы достаточно автономных нефтегазогенерирующих комплексов, оценить масштабы генерации и аккумуляции отдельно жидких и газовых УВ в различных зонах бассейна и на этой основе уточнить перспективы и направления глубокого поискового бурения. Для решения последнего вопроса особое значение приобретают представления о нижней границе нефте- и газоносности осадочных формаций бассейна.

Теоретический и практический интерес представляет генетическая интерпретация преимущественной газоконденсато- и газосности мезозойских осадочных формаций бассейна и нефтегазоносности кайнозойских,

Следует отметить, что в целом для бассейна отмеченные вопросы на современном теоретическом и методическом уровне до настоящего времени решены не были.

Так, проведенный значительный объем химико-битуминологических анализов в КраснодарНИПИнефть не был привязан катагенетически, что позволило только заключить об остаточности битуминозных компонентов РОВ мезозойских комплексов без четких представлений о пространственно-временных особенностях нефте- и газообразования (В.С.Котов и др., 1972, В.С.Котов, Р.В.Гриценко и др., 1973, Котов, 1976, Г.П.Корнев, 1973). Ю.И.Корчагина (1973, 1976, Ю.И.Корчагина, О.П.Четверикова, 1976, 1978) детально изучила трансформацию состава битумоидов при катагенезе Кумской и Майкопской свит, без реконструкции временных по-

зиций процесса. Не было также отмечено, что низы этих свит находятся в главной фазе газообразования (ГФГ). Е.Н. Болотов (1977) на основании интерпретации в основном собственных химико-битуминологических анализов (изучено 60 образцов), 5 анализов углеводородных газов (УВГ) закрытых пор пород (данные ВНИИЯГТ), около 30 определений ОС витринита (данные Н.П. Гречишниковой, В.И. Ермакова, В.И. Ручнова) составил общие представления о стадийности нефтегазообразования в мезозойских осадочных отложениях Восточно-Кубанской впадины. Автор в связи с небольшим привлеченным материалом пришел к выводу о преимущественно газогенерирующих свойствах юрских отложений. Применение методик объемно-генетического метода оценки прогнозных запасов УВ, основанных на интерпретации остаточных содержаний битумоидов привело Е.Н. Болотова к значительному занижению прогнозных ресурсов жидких и газовых УВ в ВКВ^ж. В.И. Гладков (1978) опираясь на тот же фактический материал (в его статье приводятся химико-битуминологические данные Е.Н. Болотова, а также некоторые данные Кр. НИПИнефть) также считает юрские отложения в основном газогенерирующими. На гумусовый состав ОВ и газогенерирующий свойства отложений нижней и средней юры ВКВ ставит акцент В.И. Ермаков с соавторами (1978).

Эти представления требуют уточнения, т.к.: 1) непосредственно в ВКВ имеются нефтяные месторождения (Лабинское, Баракаевское); 2) с ними связаны нефтяные месторождения палеогена -Убеженское и Николаевское Ставропольского свода (Н.Е. Митин, П.К. Ляхович, 1964); 3) характерна газоконденсатоносность, а не

^ж по этой же причине занижены прогнозные оценки Е.П. Митина (1974), А.С. Панченко и др., 1975г. для бассейна в целом.

газоносность ВКВ и связанная с ней газоконденсатоносность северных зон бассейна (Кушевское и др. месторождения), которая приурочена по нашим данным к диапазону градаций от ПК₂₋₃ до МК₄₋₅, т.е. явно связана с проявлением ГФГ; 4) в составе РОВ по нашим данным участвуют липтиниты и микрофитопланктон.

Н.П.Гречишников (1977) отметил значительную вариацию ОС витринита от глубины залегания для мезозой-кайнозойских отложений бассейна в целом (рис. 32). Причем для кайнозойских отложений Западно-Кубанского прогиба градация МК₁ ($R^a = 7,5\%$) зафиксирована на глубине около 5 км, что не соответствует данным Ю.И.Корчагиной (1973, 1976), нашим данным, а также начинающейся промышленной газоконденсатоносностью глубокопогруженных кумских отложений (нижняя зона газоконденсатообразования м-ния Северское, Западно-Афипское). Г.М.Парпарова (1978) также получила занижение степени катагенеза ОВ для майкопских отложений. Так по ее данным на Левкинском месторождении градация ПК₃ ($R^a = 6,7-6,95\%$) находится на глубине 3,3 км, при $T^0 \text{ C} \sim 106$, $R^a = 7,5-79\%$ зафиксировано на глубине 3,8 км при $I2I^0 \text{ C}$ (МК₁-МК₂), $R^a = 7,6-8,0\%$ (МК₁-МК₂) на глубине 3,9 км, $I23^0 \text{ C}$. Причины этих результатов, (неправильно ориентирующих глубокое бурение на наличие в еще более погруженных горизонтах залежей нефти) связаны с измерениями ОС твердых битуминозных включений, внешне напоминающих углистые при традиционной методике измерения ОС, т.к. углистых включений в майкопский свите, характеризующейся типично алиновым (сапропелевым) типом ОВ не встречается.

Детальным геологическим, тектоническим и гидрогеологическим, геотектоническим закономерностям распределения и формирования выявленных в регионе нефтяных, газоконденсатных и газовых залежей посвящено значительное число монографий, статей

и фондовых работ (М.С.Бурштар, А.Д.Бизнигаев и др., 1966, А.Л.Козлов, 1959, В.С.Котов, Г.П.Корнев, А.И.Дьяконов, 1972, А.И.Дьяконов, В.С.Котов, Р.Т.Юдин, 1973, А.И.Дьяконов, 1976, В.Л.Ягоян, 1973, Н.Е.Митин, 1974, И.П.Жабрев, В.П.Пекло, Б.С.Коротков, 1966, Г.Т.Юдин, Б.С.Данков, П.С.Жабрева и др., 1974, Г.Т.Юдин, 1977, С.Ф.Федоров, Чахмахчев В.А., Яковлев Б.М., 1968, А.Н.Шарданов и др. 1966, М.А.Шаулов, 1973 и многие другие).

§ I. Общие представления о геологическом строении и нефтегазоносности бассейна.

Азово-Кубанский нефтегазоносный бассейн относится к категории складчато-платформенных (А.М.Серегин, Б.А.Соколов, Ю.К.Бурлин, 1977) и расположен на юге эпигерцинской Скифской платформы между Ростовским выступом и Мегантиклинорием Северо-Западного Кавказа, с востока бассейн ограничен Ставропольским сводом, на западе он погружается под акваторию Азовского моря и ограничивается Западно-Приазовским разломом.

На рис. 36 приведена "Схема размещения геологоразведочных работ на нефть и газ в Краснодарском крае", составленная в 1977 при участии автора в отчете КраснодарНИИнефть, на которой вместе с элементами тектонического строения, размещения локальных структур и выклинивания отложений, приведены данные о его нефтегазоносности.

В бассейне выделяются области раннемезозойского заложения и длительного устойчивого прогибания со скоростями не менее 50-60 млн. лет. (А.И.Дьяконов, 1976) - Восточно-Кубанская впадина (ВКВ) и Западно-Кубанский прогиб (ЗКП), сложенные платформенными терригенными и карбонатными осадочными формациями ме-

зоя мощность 5–7 км и орогенными кайнозойскими 2–6 км соответственно. По поверхности палеогенового фундамента и в мезозойском комплексе в ЗКП выделяется погребенный Шапсуго–Апшеронский вал, в ВКВ – Спокойнинский выступ, которые имеют длину около 100 км и осложнены рядом локальных поднятий, облекаются зонами литолого–стратиграфического несогласия. В Западной части ЗКП выделяется Северо–Таманский вал с развитием диапировой и криптодиапировой складчатости, прослеживающейся вглубь прогиба вплоть до Анастасиевско–Троицкой антиклинальной зоны, разделяющей прогиб на Славянско–Рязанскую и Адагумо–Афипскую мегасинклинали. Длительно устойчиво воздымавшимися элементами являются: Каневско–Березанский вал (КБВ), отделяющий ВКВ от Тимашевской ступени, осложненной Динским валом; пограничный между ВКВ и ЗКП Адыгейский выступ; ограничивающие ВКВ на северо–востоке Расшеватско–Кропоткинская зона поднятий и на юго–востоке Армавиرو–Невинномысский вал. Между Ростовским выступом докембрийской платформы и КБВ расположены Копанская и Ирклиевская мегасинклинали, выполненные мощными дислоцированными терригенными отложениями триаса и юры (?) несогласно перекрыты апт–альбскими платформенными отложениями и открыты в акваторию Азовского моря. На юге бассейн сочленяется с Мегантиклинорием Северо–Западного Кавказа (СЗК), сложенный мощной толщей флишевых и субфлишевых отложений юры и нижнего мела, образующих значительное число узких субширотных складок. Западная часть бассейна погружена под акваторию Азовского моря.

О характере слагающих различные геоструктурные зоны бассейна осадочных формаций можно судить по прилагаемым по данным А.И. Дьяконова схемам (рис. 37). Детальному описанию осадочных формаций посвящена монография (А.Г. Алянсин и др., 1973). Ана-

СОПОСТАВЛЕНИЕ РАЗРЕЗОВ ФОРМАЦИЙ МЕЗОКАЙНОЗОЯ ЗАПАДНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

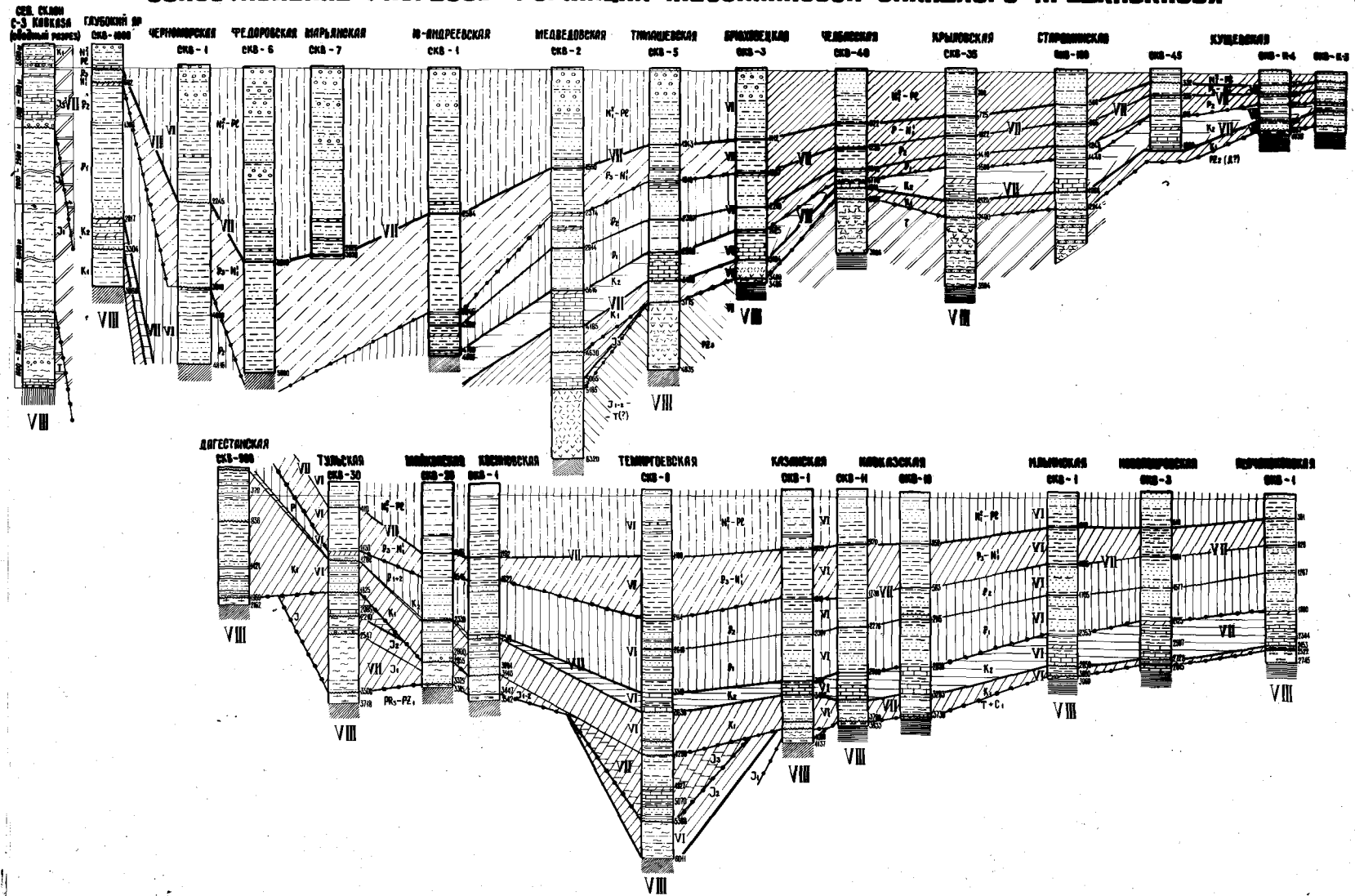
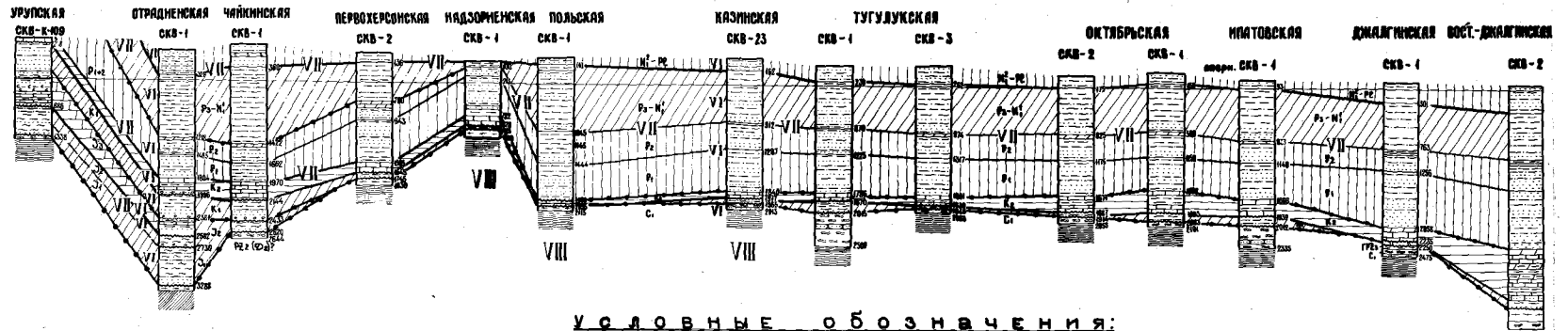


Рис. 37. По А.И. Дьяконову

Продолжение рис. 37



У С Л О В Н Ы Е О Б О З Н А Ч Е Н И Я :

Ряды формационных ступеней:

- V доюрская;
 - VI юрская;
 - VII мезозойско-кайнозойские (формационный этаж);
 - VIII тектонико-формационный комплекс (группа формационных ступеней) / кайнозойский, орогенный, платформный /;
- — скважина (формационных ступеней),
 ⊕ — скважина (формационных ступеней),
 ⊖ — скважина.

- хингисериты;
 - графиты, песчанки, алевролиты;
 - пласты и тучки выщелоченных песчанок;
 - глинистые песчанки и алевролиты; алевролиты глины и аргиллиты;
 - глины;
 - аргиллиты;
 - известняки;
 - доломиты;
 - мергели;
 - сульфатно-галогенные отложения;
 - туфогенные породы;
 - вулканические образования;
 - верхнекальедонские гранитоиды;
 - мелко-глинистые метаморфозованные образования;
 - гранитоиды и гранитоидносы архей-и протерозоя;
- Тектонико-формационные комплексы:**
- геосинклинальный;
 - орогенный;
 - платформный.

- Геосинклинальные формации:**
- терригенные (иногда с вулканитами), терригенно-фишцевые, терригенно-сульфидные;
 - карбонатные (в т.ч. ирригозные), карбонатно-фишцевые, карбонатно-сульфидные;
 - карбонатно-терригенные фишцевые и фидельские.
- Платформенные платформенные формации:**
- терригенные;
 - карбонатные;
 - карбонатно-терригенные;
 - терригенно-карбонатные;
 - вулканогенные и вулканогенно-осадочные.
- Орогенные формации:**
- нижнекальедонские;
 - верхнекальедонские.

лизу истории геологического развития региона посвящены работы А.Н.Шарданова, (1966); В.Л.Егояна (1973) А.И.Дьяконова (1973, 1976), В.С.Котова, Г.П.Корнева, А.И.Дьяконова (1972), Г.Т.Юдина (1977) и наших других исследователей.

Триасовая терригенно-карбонатная морская гумидная формация развивалась в пределах перикратонного прогиба, располагавшегося в ЗКП и на Адыгейско-Карачаевском массиве. Для нее характерны мощности до 1,5-2,0 км с соотношением типов пород: аргиллиты - до 55%, песчаники - до 5%, известняки - до 40%. В ВКВ и на Тимашевской ступени, по-видимому, развивались мелководно-морские литофации (карбонатные, в основном рифогенные и терригенные) с рифогенным грубообломочным материалом менее 25%. Мощность местами достигала 3,0 км. Севернее в Каневско-Березанской, Иркиевской и Ладовской грабенообразных впадинах накапливались 2,5-3,0 км глубоководные глинистые литофации.

В этот период инверсионно развивались: Ростовский выступ, Калниболотско-Сальская зона, Ставропольское сводовое поднятие, Расшеватско-Кропоткинская зона, значительная часть ВКВ.

С ранней юры активизируются опускания в Западно-Кубанской (включая Тимашевскую ступень), Восточно-Кубанской зонах. В бортовых частях впадин в прибрежно-морских и эпиконтинентальных условиях накапливались грубообломочные породы мощностью до 0,5 и более км в центральных частях суббассейнов в глубоководных морских условиях накапливались мощные до 1,5-2,0 км глинистые осадки (с грубообломочными до 10%), а в мелководноморских условиях доля грубообломочных пород доходит до 25-50%. Зонами устойчивого поднятия были: Ростовский выступ, Калниболотско-Сальская зона, Ставропольское сводовое поднятие, Расшеватско-Кропоткинская зона, а также закладывались новые зоны поднятий:

Азовская, Каневско-Березанская, Черкесско-Фроловская, Динская и Шапсуго-Апшеронская.

В средней юре активно прогибались: ВКВ, ЗКП (включая Тимашевскую ступень), а также Северо-Азовская, Копанская, Иркилевская зоны. Инверсионно развивались Ростовский выступ, Калниболотско-Сальская, Расшеватско-Кропоткинская зона и Ставропольский свод. Среднеюрский бассейн характеризовался накоплением в мелководно-морских и прибрежных условиях глинистых отложений с количеством грубообломочных пород до 25% и более, а также в относительно глубоководных условиях преимущественно глинистых отложений с незначительным участием (до 5%) прослоев алевролитов, песчаников и туфов. Максимальные (более 1,0 км) мощности отложений вероятно характерны для ЗКП, меньшие - до 1,0 км для ВКВ и Тимашевской ступени.

С начала поздней юры происходит смена гумидного литогенеза на аридный и формирование карбонатно-терригенной формации келловей в мелководно-морских условиях. В течение оксфорда-титона формировались карбонатные отложения: кавернозные и рифогенные, замещавшиеся и перекрывавшиеся карбонатными и терригенно-карбонатными.

Мощные до 1,0 км соленосные отложения киммериджа-титона отлагались в замкнутом морском бассейне высокой солености в пределах ВКВ. В титоне в аридном литогенезе в лагунах юрского осолоненного бассейна накапливались терригенно-красноцветные осадки.

В берриасе и валанжине наследуется обстановка верхней юры, но с готерива аридный литогенез сменяется гумидным. Интенсивно опускаются ЗКП, Адыгейский выступ, значительно слабее движения в ВКВ, в Копанской, Иркилевской и Ладовской мегасинклиналях,

Тимашевской ступени. С альба начинает прогибаться Каневско-Березанский, Ставропольский свод, Ростовский выступ. В ЗКП в мелководно-морских условиях накапливались терригенно-глауконитовые апт-альбские литофации и терригенно-сидеритовые баррем-готтеривские с количеством глини и песчаностью от 40 до 50% и общей мощностью до 2,0 км (южный борт ЗКП). В пределах Тимашевской ступени и ВКВ накапливались мелководно-морские терригенно-глауконитовые литофации с мощностью около 0,5 км.

В северной зоне бассейна в мелководно-морских, прибрежных и эпиконтинентальных условиях накапливались в основном грубообломочные (до 50%) литофации мощностью до 0,3 км.

Начиная с верхнего мела наступает общая активизация опусканий в ОПБ и восходящих движений Шапсуго-Апшеронского, Каневско-Березанского, Динского, Адыгейского выступов. Для большей части бассейна характерны нормально-морские известняково-мергелевые литофации гумидного типа с количеством грубообломочных карбонатов до 2,5% и мощностью до 0,2 км.

В палеогене интенсивные поднятия охватили Западно-Кубанский прогиб, часть Тимашевской ступени, ВКВ, Адыгейский выступ. На юге ЗКП значительное прогибание проходило в Афинском прогибе, выполнявшемся терригенным флишем мощностью до 2,0 км.

С олигоцена начинается орогенный этап развития ОПБ: закладывается Западно-Кубанский краевой прогиб, заполнявшийся осадками по мере воздымания и разрушения Кавказского горного сооружения, в стадию краевого прогиба втягивается и Восточно-Кубанская внутриплатформенная впадина.

Раннеорогенная (нижнемолассовая) терригенная морская формация олигоцена - нижнего миоцена (майкопская серия) подразделяется на две подформации: краевого прогиба и платформенную.

Первая развита в ЗКП (мощность до 1,5 км) и в меньшей мере в ВКВ, а вторая - на остальной территории ОПБ. Вышележащий комплекс осадков объединяется в позднеорогенную (верхнемолассовую) терригенную формацию среднего миоцена-антропогена. Большая ее часть относится к терригенной морской (сероцветной) подформации, развитой в основном в ЗКП, а севернее и восточнее замещается лагунно-континентальной и терригенной (пестроцветной) подформацией. Выше повсеместно развита лессовая подформация антропогена, сложенная суглинками, лессовыми породами, супесями, песками.

Известные в бассейне локальные поднятия по возрасту разделяются (А.И.Дьяконов, 1976) на 7 групп. Позднепермское и позднетриасовое заложение имеют: Майкопская, Соколовская, Расшеватская, Советская, Ширванская складки. В юре были заложены Тульская, Южно-Шункутская, Кузнецовская, Кошехабльская, Юбилейная, Лабинская, Медведовская, Великая, Бейсугская и Каневская структуры. Раннемеловое заложения имеют: Генеральская, Ширванская, Безводненская, Самурская, Крыловская, Новоминская, Ленинградская, Старолинская, Кузнецовская и др. складки. В позднем мелу заложилась: Западно-Афипская, Абхазская, Восточно-Кубанская, Чебургольская, Сердюковская, Убеженская, Невинномысская структуры.

К палеогеновой группе (включая майкоп) относятся Николаевская, Александровская, Глубокоярская, Левкинская, Новодмитровская и др. складки. Неогеновый возраст характерен для: Анастасиевской, Курганской, Славянской, Фрунзенской, Южно-Петровской, Мингрельской и др. структур.

В бассейне выделяются 4 основных межформационных перерыва (Г.Т.Юдин и др., 1973, В.Л.Егоян, 1973 и др.): предюрский

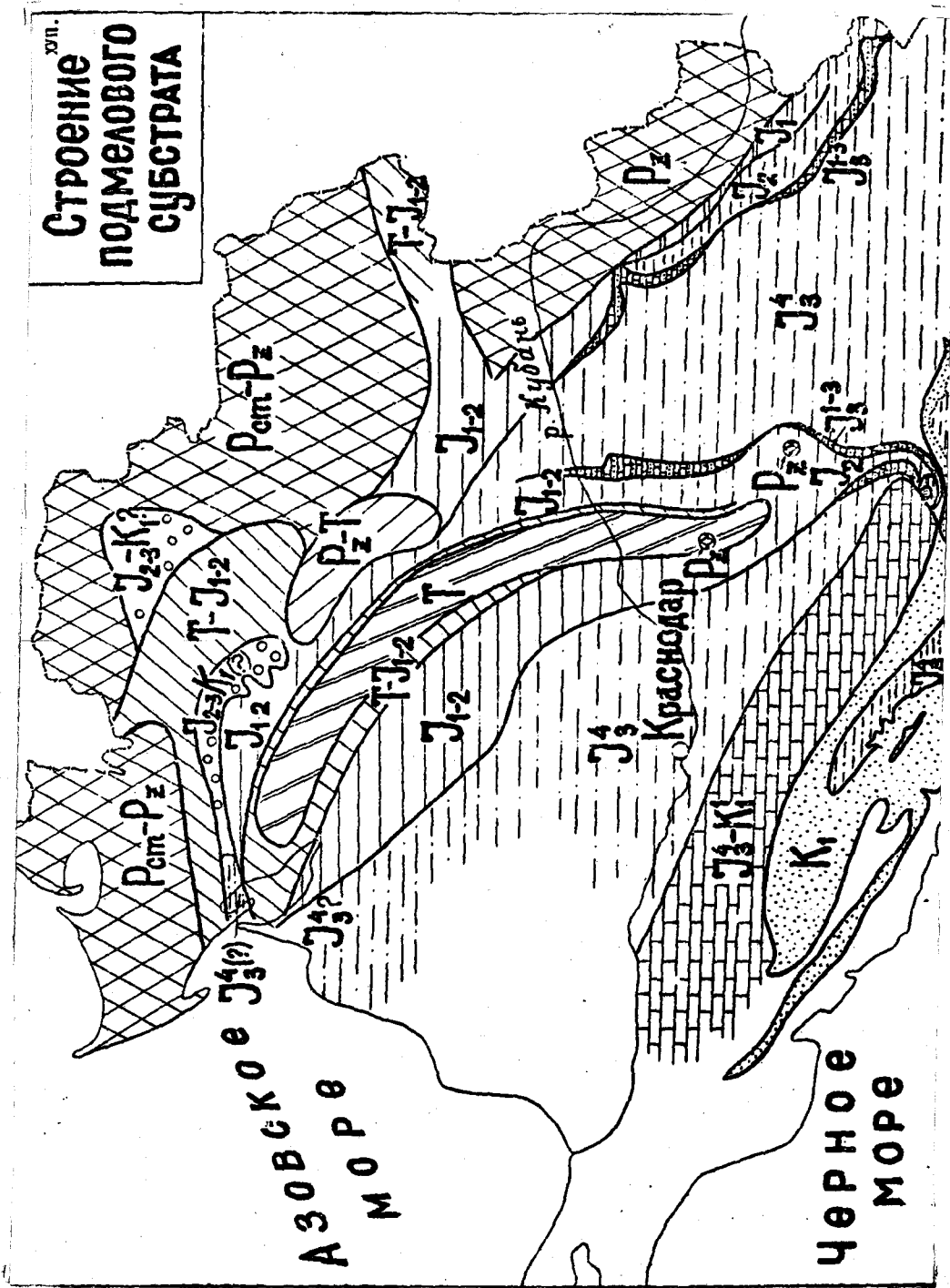


Рис. 38. По В.Л.Егояну и др. 1975.

предмеловой и преднеогеновой. Повсеместное резкое стратиграфическое (а в северных зонах и угловое) несогласие характерно для нижнего мела, базальные песчаные пачки которого начинаясь на севере с апта и альба залегают на нижней, средней и верхней юре, верхнем и среднем триасе, палеозое и даже докембрии (рис. 38). В этой связи К.М.Алдатов, В.Л.Егоян и Г.Т.Юдин придают базальным горизонтам K_1 исключительное значение как региональным аккумуляторам УВ из подстилающих отложений. Такowymi В.Л.Егоян считает верхнеюрские отложения ВКВ, базальные песчаные пачки палеогена Армавино-Невинномысского р-на, а также палеогеновые и майкопские, несогласно залегающие на юрских и триасовых отложениях Каневского вала (Бейсугское месторождение в эоцене, Каневское в майкопе). Зона регионального литолого-стратиграфического несогласия приурочена к Шапсуго-Апшеронскому валу с выпадением из разреза верхнего мела и палеоцена. Для прибортовых частей ВКВ (В.И.Кузнецов, 1973) характерны зоны регионального выклинивания среднеюрских и келловейских отложений с возможными на южном борту литолого-стратиграфическими, а северо-восточном - стратиграфическими и структурно-стратиграфическими ловушками. В верхней юре вдоль ЗКП развиты рифовые фации, к которым приурочены стратиграфически экранированные ловушки с залежами нефти на Самурской, Ширванско-Безводненской площадях. Региональная зона выклинивания майкопских отложений предполагается на северном борту ЗКП. На южном борту известны заливообразные (зональные) ловушки с залежами нефти.

В бассейне выделяются внутриформационные коллекторские горизонты, имеющие ограниченное распространение, замещающиеся непроницаемыми породами и имеющие замкнутый гидродинамический

характер. Такие системы характерны для юрских отложений (плин-сбаха, байосса, бата и келловей ВКВ), готерив-апта на юго-востоке ЗКП, апт-альба на Тимашевской ступени, палеоцена, кумской и майкопской свит в ЗКП. Базальные песчаные пачки перекрывающие более древние отложения оказываются связанными с различными комплексами гидродинамически. Так, альбская гидродинамическая система, связанная с разновозрастными отложениями в различных частях бассейна (ВКВ- I_3 , T_I , КБВ- I , ЗКП - K_I) является наиболее продуктивной - к ней приурочены крупные газоконденсатные и газовые месторождения Каневско-Березанского вала и др.

Наибольшее число крупных нефтяных месторождений связано с кумской и майкопской свитами ЗКП, а также с неогеновыми отложениями ЗКП. Юрские и нижнемеловые отложения ВКВ и Адыгейского выступа, преимущественно газоконденсатносы и газоносны, хотя и имеются нефтяные месторождения (Лабинское, Тульское, Баракаевское и др.). Промышленная газоносность триасовых отложений установлена на Стороминской и Каневской площадях. В южной карбонатной зоне литофаций триаса признаки нефти обнаружены в обнажениях по р. Белой, нефтяная залежь выявлена в триасовых отложениях на площади Великой (3,7 км.).

В глубокопогруженных кумских отложениях выявлены нефтяные залежи (Левкинское м-ние, 4,7 км), нефтегазоконденсатные залежи (Северское 3 - Афипское около 5,2 км). В батских отложениях ВКВ на Кузнецовской площади в 1978 году выявлено крупное нефтегазоконденсатное Кузнецовское месторождение (4,6 км).

§ 2. Катагенез и нефтегазогенерирующие свойства глинистых отложений мезозойкайнозойских осадочных формаций бассейна. Пространственно-временные особенности образования и накопления УВ.

Одним из наиболее важных этапов оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов является выяснение современной и реконструкция катагенетической эволюции осадочных формаций. Это позволяет судить об этапе развития бассейна (В.Е. Хаин, Б.А.Соколов, 1973), классифицировать и сравнивать бассейны по полноте проявления генетических зон (И.В.Высоцкий, В.Б.Оленин, 1972, В.Ф.Раабен, 1972), стадий катагенеза (В.И.Горшков, 1976). Судить о генетической приуроченности выявленных залежей и давать прогноз глубоких горизонтов (А.Л.Козлов, 1975. Э.В.Чайковская, 1977), и, наконец, корректно применять историко-генетический геолого-геохимический метод (Н.Б.Вассоевич, В.И.Высоцкий, Ю.И.Корчагина, Б.А.Соколов, 1971).

Проиллюстрируем возможности разработанного комплекса количественных методов определения степени катагенеза ОВ для решения этих вопросов.

Прежде всего, впервые на основании детальных исследований параметра абсорбции микрофитофоссилий ($AS, \%$) и ОС витринита для мезозойкайнозойских осадочных формаций бассейна в зонах устойчивого непрерывного прогибания (без значительных инверсий) установлена достаточно близкая последовательная глубинная и геотермическая зональность градаций катагенеза (рис.30,31,34 табл.20,23) и нефтегазообразования (с алиновым и арконо-алиновым типом СК), обусловленная компенсирующим действием 4 млн. летнего пребывания нефтегазоматеринского пласта в 10^0 С геотермических интервалах при скоростях прогибания, не превышаю-

ших 100 м/млн.лет.

На рисунке³⁰ приведена зависимость показателя $AS, \%$ от глубины залегания для мезозой-кайнозойских отложений. На рис. 31 приведена зависимость ОС витринита для мезозойских отложений бассейна. Обращает внимание достаточно четкая тенденция (несмотря на вариации, которые связаны с различиями геотермической и радиационной истории) нарастания параметров с глубиной, которая по генеральной линии фиксирует близкие глубины зон градаций катагенеза. На рис. 32 приведена зависимость ОС витринита для мезозойкайнозойских отложений Азово-Кубанского бассейна по данным Н.П.Гречишникова (1977), заимствованная нами из фондовой работы ИГиРГИ. Более значительные вариации, как мы уже отмечали, на этом графике обусловлены широким распространением твердых битуминозных включений в мезозойкайнозойских отложениях, которые трудно диагностируются в отраженном свете в аншлифах пород при исследовании традиционным способом.

Нами отмечено широкое распространение твердых битуминозных включений, в юрских подсолевых отложениях ВКВ, которые свидетельствуют о значительности эмиграции и миграции даже сквозь толщу пород жидких УВ. Отмечаются значительные прорывы жидких УВ в сульфатно-галоидно-доломитовую флюидоупорную толщу (в виде карбоидных включений, а также флуоресцирующих насыщений напр., на Чалмыкской и Лабинской площадях). Это - свидетельство высоких нефтегазогенерирующих свойств отложений и значительности газотранспортной эмиграции жидких УВ в ГФГ.

Вместе с тем, имеются и совпадения в отдельных результатах определений ОС витринита для нижнемеловых отложений в близко-расположенных зонах (юго-восточная часть ЗКП): скв. Суздальская, 4,6 км, $R^a = 4,6$ км (В.И.Ручнов, 1973), скв. Абхазская, I,

Таблица 23 .

Шкала градаций катагенеза и вертикальная зональность генерации и распределения залежей УВ в Азово-Кубанском бассейне.

Н, км	Т°С	Града- ции	Витринит		Споринит		СТИ	З о н ы	
			R, %	R, %	AS, %	IF ₃₀₀		генерации	распределения
0,2	20	ДГ	-	-	20	1,0	-	метанообр.	-----
0,5	40	ПК ₁	0,3	5,8	30	0,9	-	верхняя	
1,0	50	ПК ₂	0,4	6,6	-	0,8	-	метанообр- азования	нефтяная-газовая
2,0	80	ПК ₃	0,5	7,0	43	0,6	1,2	-----	газоконденсатн.
2,9	110	МК ₁	0,65	7,6	55	0,5	6,5	Главная	нефтегазовая
3,7	130	МК ₂	0,92	8,4	65	0,3	26	нефтеоб- разования	газонефтяная
4,5	155	МК ₃	1,15	9,2	75	0,1	60	-----	нефтяная
5,5	170	МК ₄	1,6	10,0	85	-	100	Главная	нефтегазоконден- сатная
6,5	190	МК ₅	2,0	10,7	95	-	150	газо- образова- ния	газоконденсатная
7,5	210	АК ₁	2,5	11,6	100	-	200	-----	газовая (метан)
9,0	240	АК ₂	3,5	13,0	-	-	300	Нижняя ме- танообра- зования	
11	290	АК ₃	5,5	15,0	-	-	600	-----	
19	450	АК ₄	11	22,1	-	-	3600	-----	к и с л о д н ы е г а з ы
		МГ							

4,6 км, R^a = 9,2% (Н.П.Гречишников, 1977)

На рис. 33 приведена зависимость параметра AS% от современной температуры пластов, основанная на 45 определений Т°С, AS% (Т°С по данным В.С.Котова, В.Н.Матвиенко) для мезозой-кайнозойских отложений, в близких геотермических зонах, которая наряду со многими другими определениями послужила основой для намеченных температур градаций катагенеза, приведенных в табл. 23 . Некоторый дополнительный фактический материал приведен в табл. II,

Во многих случаях, при близких глубинах залегания отложений, но различных геотермических режимах отмечены различия в грациях катагенеза, устанавливаемых по ОС витринита и АS % споринита. Например, (табл. 20, 21, а глубине 3,7 км в скв. Генеральской, 2 вскрыты нижнемеловые отложения с ОС витринита 8,3%, АS = 61% и $T^{\circ}C = 135^{\circ}$, грация - МК₂. На этой же глубине в скв. Великой, 12 вскрыты пермско-триасовые отложения с $R^a = 9,3\%$, АS = 77%, $T^{\circ}C = 155^{\circ}$, находящиеся на грации МК₄. Интересно отметить, что на этой глубине в пермско-триасовых кавернозных доломитах в скв № 9 и II на Великой площади отмечены признаки нефти, а в скв. 13 при опробовании получен газ. Эти данные позволяют генетически интерпретировать отмеченные нефтегазопроявления - они приурочены к ГФГ.

Полученные нами температуры для основных граций катагенеза и зон нефтегазообразования находятся в хорошем соответствии с представлениями Н.Б.Вассоевича, А.А.Карцева (1976), Ю.И. Корчагиной (1973), Г.С.Калмыкова (В.Д.Наливкин и др., 1973), Н.В.Лопатина (1978), М.Л.Левенштейна (1975), Д.В.Жабрева (1966). Эти температуры подтверждаются термодинамическими расчетами В.Н.Михальковой с соавторами (1977), показавших, что в интервале 140-180° С могут существовать нефти, выше 180° С - газоконденсаты, выше 200° С - газы. В связи с тем, что геотермический режим в зонах альпийской активизации Азово-Кубанского бассейна близок палеомаксимальному, полученные температуры, вероятно, можно рассматривать как палео.

Отметим универсальность показателя абсорбции микрофитофоссилий (АS %) как индикатора граций катагенеза для отложений бассейна от верхней перми-триаса* до олигоценовых включительно,

* О развитии пермских отложений в бассейне свидетельствуют данные В.П.Чаицкого и Т.В.Шевченко.

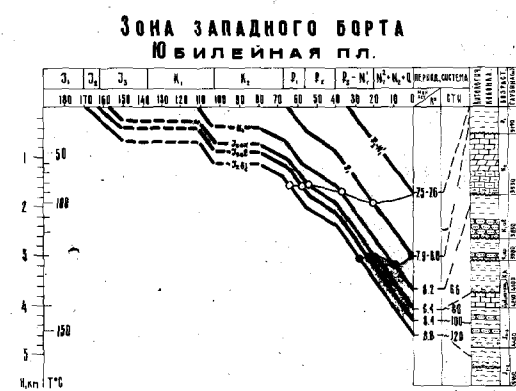
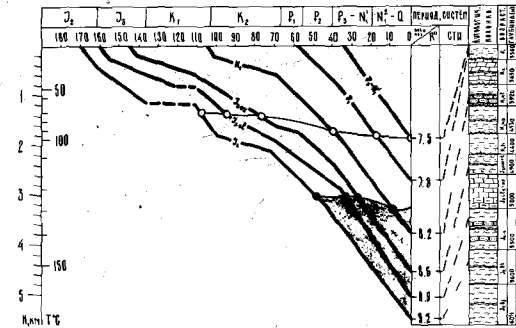
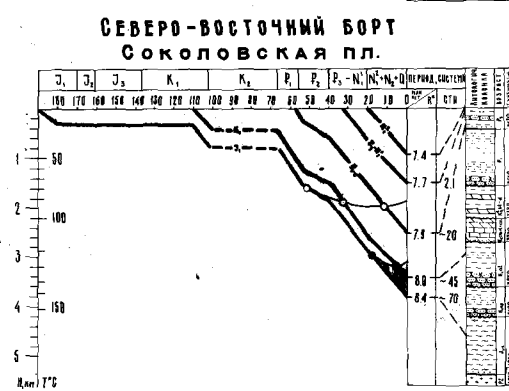
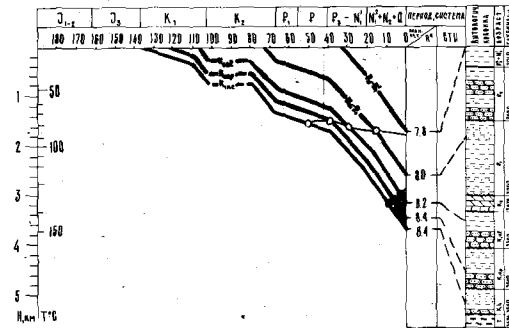
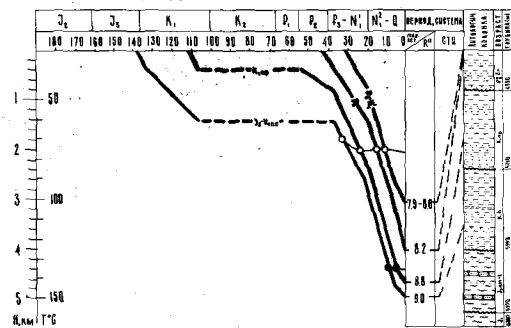
причем для разных фациальных типов осадков (табл. II, I2). О широком (от 53% до 80%) распространении микрофитопланктона (динофлагеллат, перидиней и морфологически близких к ним акритарх) в кернах отложений от юры до палеогена включительно терригенных терригенно-карбонатных и карбонатных фаций и возможностях их применения для стратиграфического расчленения и корреляции отложений свидетельствуют данные В.Л.Егояна и Т.В.Шевченко (1975). По данным споро-пыльцевого анализа мезозойские отложения бассейна расчленяла Л.А.Римша (1972). Стратиграфия триаса Западного Кавказа разработана О.И.Ярошенко (1978), Споры и пыльца распространены широко в кайнозойских отложениях. Наиболее перспективным представляется использование для наших целей акритарх, распространенных с докембрийских до кайнозойских отложений.

Наша методическая разработка еще более расширяет возможности изучения микрофитофоссилий для целей нефтегазопромышленной геологии и геохимии.

Полученные нами для бассейна глубинные интервалы зон градаций катагенеза близки таковым для карбоновых углей Донецкого бассейна (М.А.Левенштейн и др., 1970): ПК₃-МК₁ - 1,0-1,7 км; МК₁-МК₂ - 2,5-3,0 км; МК₂-МК₃ - 3,5-4,5 км; МК₃-МК₄ - 4-5 км; МК₄-МК₅ - 4,5-5,5 км; МК₅-АК₁ - 5-6 км; АК₂-АК₃ - 7-8 км. Это обстоятельство еще раз свидетельствует о менее значимой роли геологического времени в процессах катагенеза ОБ.

Полученные нами аналитические данные о катагенезе ОБ осадочных формаций, расчеты СТИ позволили расчленить на градации катагенеза разрез около 30 глубоких скважин в разных геотектонических зонах бассейна (табл. 20) и составить пространственно-временные модели катагенеза и нефтегазообразования (рис.39,4). Эти результаты свидетельствуют о дифференциации зональности,

Рис. 39. Динамика нефтеобразования в мезозой-кайнозойских отложениях Азово-Кубанского бассейна. А. И. Дьяконов, В. И. Ручнов, 1976, В. И. Ручнов, 1973, с учетом данных по ОС ВИТРИНИГА А. П. Агу-Лова, Н. П. Гречинникова, В. И. Ручнова, а также СТИ.



обусловленной неоднородностью тектонических движений в бассейне, сменной их интенсивности и направленности, а также особенностями геотермического режима.

Наименьшая степень $ПК_3$ - $МК_I$ катагенеза по подошве нижнемеловых отложений (см. рис. 40) отмечается для положительных геоструктур Каневско-Березанского вала, Адыгейского выступа, а также бортовых частей впадин. В область длительно и интенсивно прогибавшихся Западно-Кубанского прогиба и Восточно-Кубанской впадины происходит последовательное нарастание катагенеза вплоть до градации $МК_{2-3}$ в центральной части ВКВ* и до $МК_5$ - $АК_I$ на глубине около 7,0 км в Западной части ЗКП. При прогрессивном катагенезе синхронно с реализацией нефтегазоматеринского потенциала формации происходит трансформация глинистых минералов, - снижается содержание монтмориллонита ($ПК_3$ - 70%, $МК_I$ -30%, $МК_2$ - 15-10%, $МК_3$ - 10-0%) и увеличивается содержание смешаннослойных и гидрослюдистых минералов; уменьшается проницаемость поровых коллекторов; $ПК_3/МК_I$ - 20%; $МК_I/МК_2$ - 12%; $МК_2-МК_3$ - 10%, $МК_3/МК_4$ - 8-7%, которые на более высоких стадиях постепенно сменяются трещинными. Следует отметить, что отмеченная нами для нижнемеловых отложений тенденция трансформации глинистых минералов (мы переинтерпретировали данные А.П.Агулова) справедлива для майкопских отложений (с учетом данных Г.П.Корнева, 1973) и, вероятно, универсальна для бассейна. Полученная тенденция изменения качества поровых коллекторов при катагенезе коррелируется с данными П.Н.Карпова (1973, 1977) по Русской платформе, и позволяет прогнозировать их качество на больших глубинах (см. рис. 40).

* Для ВКВ катагенез изучал и А.П.Агулов (1975).

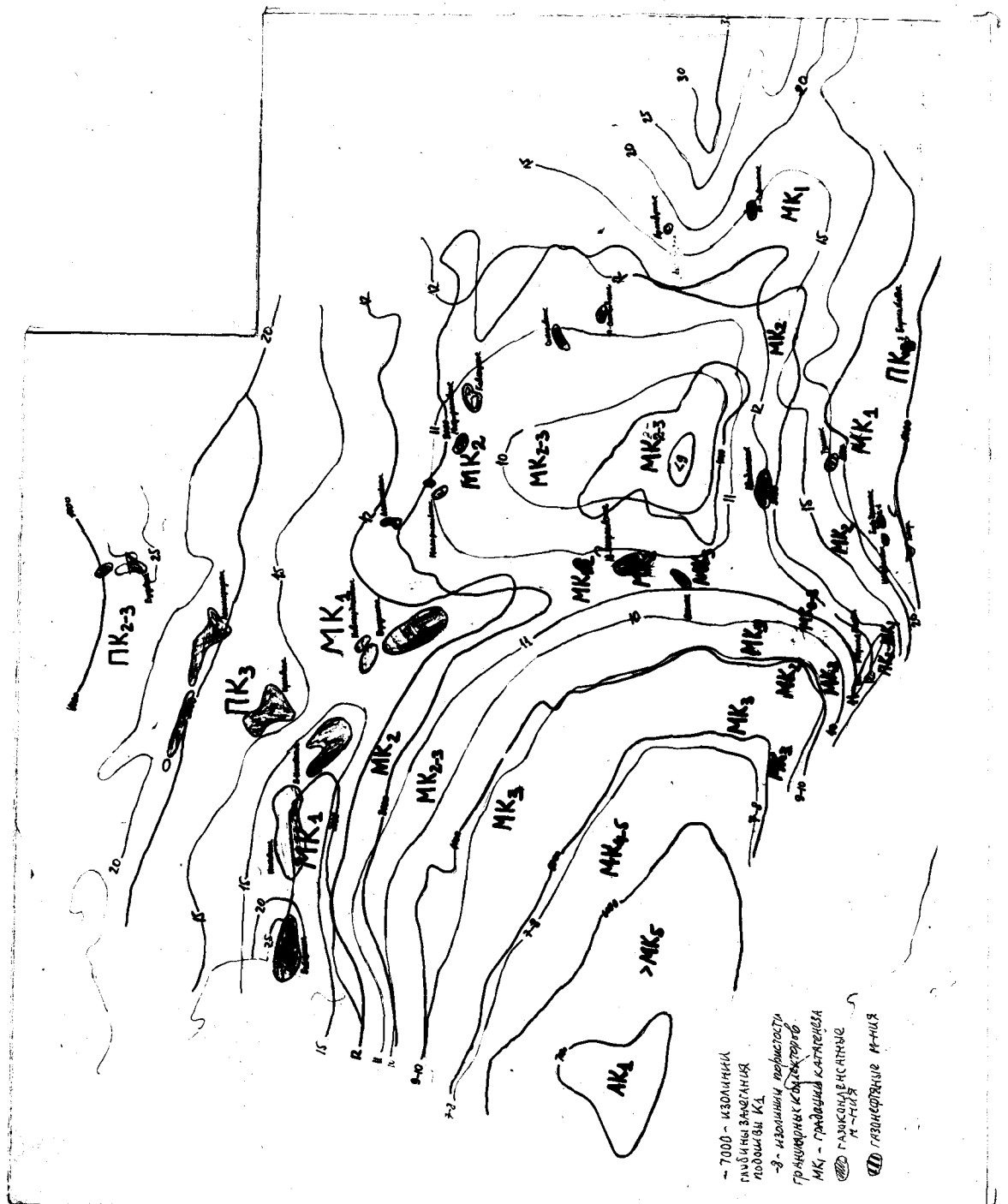


Рис. 40 Схема катагенеза ОВ пород и гранулярных коллекторов нижнемеловых отложений Азово-Кубанского бассейна. Составил В.И.Ручнов с учетом данных А.П.Агулова.

Таким образом, мощные нижнемеловые отложения ЗКП погружены на значительные глубины и с востока (от Адыгейского выступа) на запад последовательно увеличивается их степень катагенеза от градации $МК_1$ (Тульское нефтяное м-ние) до $АК_1$, т.е. последовательно из ГЗН они входят в ГЗГ. Именно это обстоятельство послужило формированию в олигоцене-миоцене крупного Майкопского газоконденсатного месторождения, связанного со структурной ловушкой (В.И.Ручнов, 1973). Напротив, в тектонически и литологически экранированных ловушках, изолированных от подтока газовых УВ из более погруженных зон сохранились залежи нефти (Тульское, Ширванско-Безводненское, Мирная Балка м-ния). В этой связи для структурных малоамплитудных ловушек Шапсуго-Апшеронского погребенного вала следует ожидать только наличие небольших газовых залежей, учитывая принцип дифференцированного улавливания УВ и более высокую подъемную силу газа, обеспечивающую его удерживание в малоамплитудных ловушках. Кроме того, дальняя струйная миграция газовых и жидких УВ в период ГФГ из ЗКП способствовала формированию газоконденсатных залежей Каневско-Березанского вала.

Непосредственно в восточной части Шапсуго-Апшеронского вала глубокопогруженные нижнемеловые отложения находятся на завершении ГЗН. Так, в разрезах скв. Суздальской I на $H = 4,8$ км, $R^a\% = 9,3$ ($МК_4$); Восточно-Кубанская, I $H = 3,2$ км, $R^a\% = 8,6$ ($МК_3$); В скв. Беляевской, I на глубине 4,0 км $R^a = 9,3\%$ ($МК_4$). Более детально схема катагенеза для подошвы нижнеаптских отложений этой зоны, построенная в изолиниях СТИ приведена на рис. 43. Здесь же приведены временные позиции начала ГЗН. В пределах геосинклинального субфлишевого прогиба на пл. Мирная Балка (скв. № 40) мощная глинистая толща (интервал 1,8 - 5,2 км) находится в основном в условиях ГФГН (см. табл. 20) ($R^a \approx 8,6$; $H = 4,4$ км),

т.к. благоприятное для ГФЭН сочетание глин и песчаников характерно для алтского яруса (1,8–2,7 км), находящегося на градации МК₁. Вероятно этим обусловлено наличие сравнительно небольшой нефтяной залежи в достаточно крупной линейно-вытянутой структурной ловушке (структурно-литологической) Мирная Балка.

Аномальная глубинная зональность катагенеза отмечается для верхнемеловых отложений в пределах Сев-Таманского вала. Так, в скв. Таманской № 5 на глубине 3,7 км, параметр AS = 80% (МК₄), 4,2 км – 90% (МК₅); 4,5 км – 95% (МК₅). Данные микроскопического изучения полинологических препаратов свидетельствуют об алиново-арконовом типе ОВ. Вероятно с этой генерацией ГФГ связана выявленная газовая залежь (инт. 3,8 км, дебит около 200 тыс. м³/с).

Аномалийная зональность катагенеза отмечена нами для юрских отложений юго-западного замыкания ВКВ в скв. Ярославской 40 (табл. 10). Градация МК₂ зафиксирована на глубине 2,1 км (AS % = 50). На глубине 3,7 км отмечен уровень МК₃/МК₄ (A % = 75); 4,3 км – МК₅, 4,7 км – МК₅ (AS %=90). Вероятно в этих зонах происходили значительные инверсионные движения, обуславливающие размыв отложений и сокращение мощностей зон градаций катагенеза.

В скв. Безводненской, I на глубине 3,6 км зафиксирована зона метагенеза, связанная с внедрением интрузива. Так, ОС ассимилированного палеозойским гранитом ОВ составила около 22% (AK₄/МГ).

В разрезе скв. Западно-Медведовская, 3 (Тимашевской ступени) на глубине 3,2 км установлена градация МК₂ (R^a = 7,8%, AS = 55%). На глубине 4,8 км R^a составляет 8,9%, AS = 75% (МК₃/

/МК₄), а на глубине 5,2 км по АS = 86% и R^a = 10,2%, устанавливается уровень МК₅/АК_I (нижнесреднеюрские отл.). Т.е. отмечается выпадение зоны градации МК₄ и "катагенетическое" несогласие*.

Еще более значительный, постепенно нарастающий уровень катагенетического несогласия впервые отмечен нами между триасовыми и нижнемеловыми отложениями Каневско-Березанского вала и Ирклиевской мегасин-клинали. В разрезе скв. Березанской 200 параметр АS % составил 54 - уровень градации МК_I/МК₂ на глубине около 2,7 км, в Березанской №4 и №6 на этой же глубине АS также около 53-54% (альбские отл.). В скв. В.-Березанской, I на гл. 3,9 км R^a составляет 8,9% (МК₃). На глубине 3,3 км в скв. Березанской, 200 в однообразной толще дислоцированных аргиллитов (с углами падения до 60-85°) с прослоями глинистых сланцев микрофитофоссилий при мацерации не выделяются (данные Л.А.Римши и автора), т.е. породы находятся на уровне около АК_I. В расположенной севернее Челбасской скв. 40 на гл. I,8 км АS = 47 (МК_I), а на глубине 2,2 км триасовые аргиллиты находятся на градации АК_I (R^a 10,5 - 11,7%, встречены микролинзы витринита, позволившие провести единичные замеры). В Старо-Минской скв. 100 на глубине 2,2 км АS = 52% (МК_I), на глубине 3,2 км (нижний тоар) установлена АS = 58% (МК₂). Глубже, в интервале 3,3 км в черных аргиллитах микрофитофоссилии не выделяются, уровень около АК_I. Таким образом, интенсивно-дислоцированная толща аргиллитов триаса северной зоны бассейна находится на градациях до АК_I, а перекрывающие их с резким угловым и стратиграфичес-

* Термин предложен В.И.Горшковым, который различает также "акатагенетическое" несогласие.

ким несогласием альбские отложения находятся на уровне $МК_I$, т.е. имеем катагенетическое несогласие $МК_I/АК_I$. Косвенным подтверждением степени катагенеза для триасовых отложений является их значительная плотность, составляющая до $2,5-2,7 \text{ г/см}^3$.

В остальных из 30 скважин (табл. 20), изученных с разной степенью детальности отмечена последовательная зональность катагенеза в осадочных формациях ЗКП и ВКВ. Майкопская свита ЗКП находится в диапазоне градаций $ПК_3/МК_I$ на глубине около 2,0 км и до $МК_{4-5}$ на глубинах 4,5-5,5 км (табл. 20). В скв. Зап.Афипской, 2 на гл. 4,4 км $А S$ составляет 75% ($МК_3/МК_4$) в Северской, I на гл. 4,5 км, $А S = 78\%$, ($МК_4$). Кумская свита на глубинах 5,3-5,6 км находится на градации $МК_5$ ($А S = 80-83\%$ на гл. 5,3 км и 88% на гл. 5,6 км, скв. 3-Афипская, 4), т.е. только низы свит находятся в ГФГ.

О катагенезе юрских и триасовых отложений в ЗКП можно судить косвенно по схеме катагенеза подошвы нижнемеловых отложений, а также на основании СТИ, приведенных на моделях катагенеза. В скв. Абхазской, I на глубине около 5,2 км среднеюрские отложения находятся на градации $МК_4$ ($R^a = 9,8\%$), а нижнеюрские и триасовые вероятно преобразованы до градации $АК_I$ на глубине 6-7 км. В зоне расположения скв. Зап.-Афипской, 4 можно ожидать степень катагенеза на глубине 7 км около $АК_I$ и вероятно, $АК_2$ на гл. 9,2 км, $АК_3/АК_4$ - около II км. В зоне скв. Анастасиевско-Троичкой юрские и триасовые отложения находятся на градациях $АК_I-АК_3$ (гл. 7-10 км), т.е. в зоне позднекатагенетического метанообразования.

В Восточно-Кубанской впадине среднеюрские (батские) отложения в скв. Кузнецовской, 2 на глубине 4,6 км находятся на

уровне $МК_3/МК_4$ (R^a 9,0%). В этих отложениях в 1978 г. выявлено крупное нефтегазоконденсатное месторождение с дебитом газа около 5-6 млн.м³/сут. и нефтеконденсата с уд.весом 0,884 г/см³ до 500 т/сутки, т.е. залежь приурочена к переходной зоне от ГФН к ГФГ, что подтвердило прогноз (А.И.Дьяконов, Н.В.Лопатин, В.И.Ручнов, 1976). Верхнесреднеюрские отложения в интервале 4-5 км в скв. Лабинской, 7 находятся в зоне градации $МК_3$ ($R^a = 8,5\%$ на гл. 4,4 км и 9,4% на гл. 5,4 км). Из известняков оксфорда в скв. Лабинской, 4 на глубине 4,7 км получен промышленный приток нефти (150-150 т/с) и газа до 10-15 тыс.м³/с). В скв. Кошехабльской, I в рифогенных известняках оксфорда (4,9 км) в кавернах и по трещинам отмечена капельно-жидкая нефть, а из песчаников келловей (гл. 5,1 км) произошел мощный выброс газа (дебит до 1 млн.м³/с). В скв. Юбилейной, I, градация $МК_3$ фиксируется гипсометрически выше интервала 3-4,4 км ($R^a = 7,9$ на гл. около 3,0 км и 8,8 на гл. около 4,6 км), на глубине 4,8 км $R^a = 9,3 - 9,4\%$ ($МК_4$). В среднеюрских и келловейских отложениях на этой структурной ловушке имеется газоконденсатное месторождение. В более погруженных зонах юрские и триасовые отложения ВКВ находятся на градации $МК_4-АК_I$ вплоть до фундамента. Т.е. значительный объем подсолевых отложений ВКВ находится в ГЗГ, это и привело к их превалирующей газоконденсатности. Более детальная глубинная и площадная зональность катагенеза и нефтегазообразования приведена на рис. 41, 42 и табл. 20

Резюмируя отметим, что полученная близкая глубинная зональность катагенеза в областях устойчивого погружения бассейна позволяет предполагать нижнюю границу ГЗГН на глубине 4,5-5,0 км, ГЗГ - на глубине около 7,1 км, завершение генерации позд-

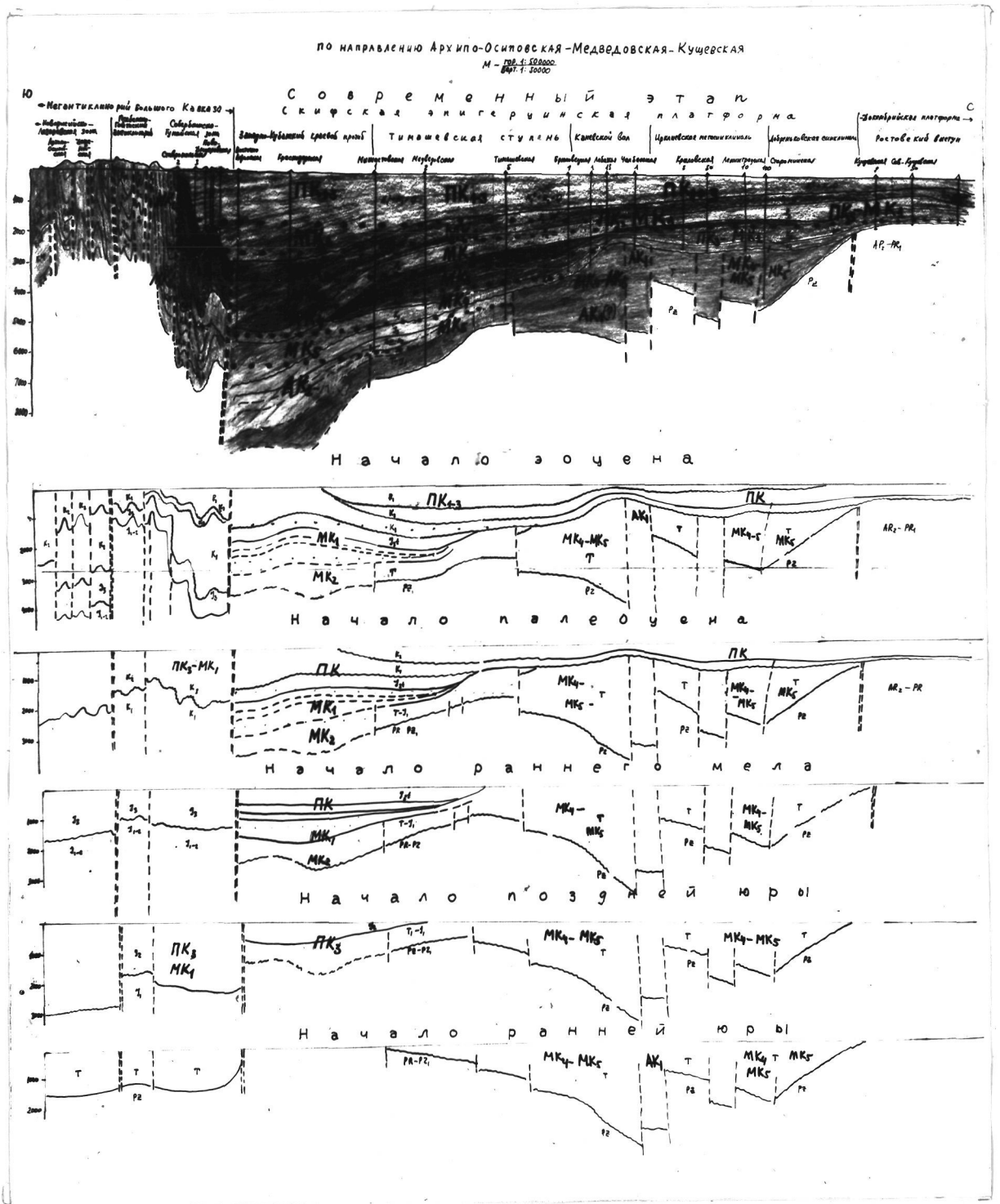


Рис. 41. Схема катагенеза и стадийности нефтегазообразования в мезокайнозойских отложениях Азово-Кубанского бассейна (В.И.Ручнов, 1977).

ЗАПАДНОЕ ПРЕДКАВКАЗЬЕ

СХЕМА

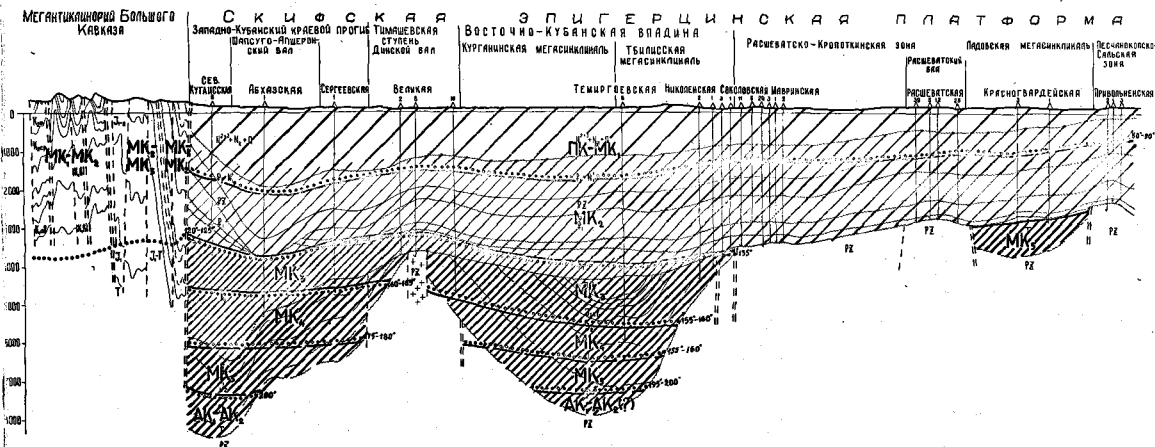
КАТАГЕНЕЗА И СТАДИЙНОСТИ

НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ

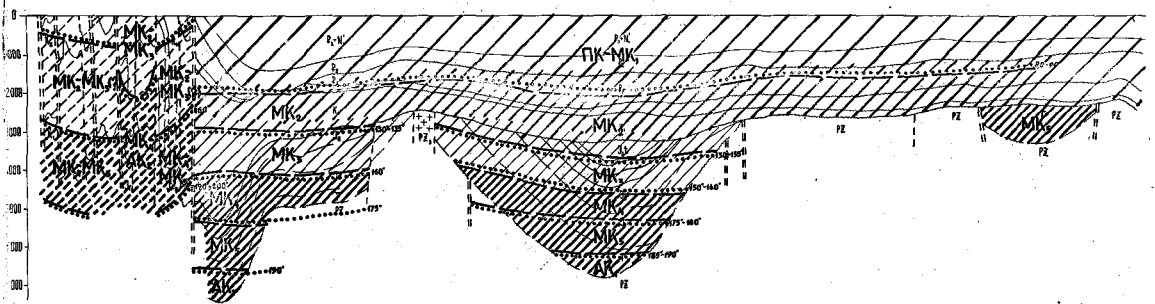
(ПО ПРОФИЛЮ НЕБУГСКАЯ-ТЕМИРГОВЕВСКАЯ-ПРИВОЛЬНЕНСКАЯ)

СОСТАВИЛИ: А.И. Дьяконов, В.И. Ручнов (с использованием параметров ГФН и ГФГ Н.Б. Вассоевича, С.Г. Неручева, Н.В. Адаптина и др. а также данных о степени катагенеза Н.П. Гречишниковой /1974/, В.И. Ермакова /1974/, П.А. Карлова /1975/, В.И. Ручнова /1976/ и др.)

С О В Р Е М Е Н Н Ы Й Э Т А П



Н А Ч А Л О Ч О К Р А К А



Н А Ч А Л О М А Й К О П А

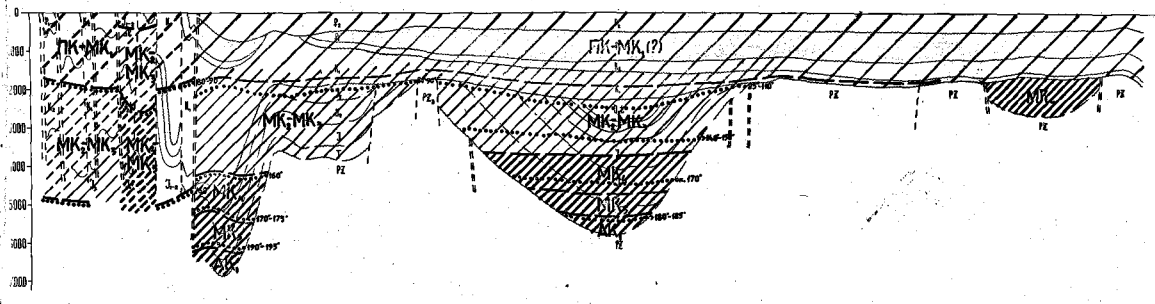
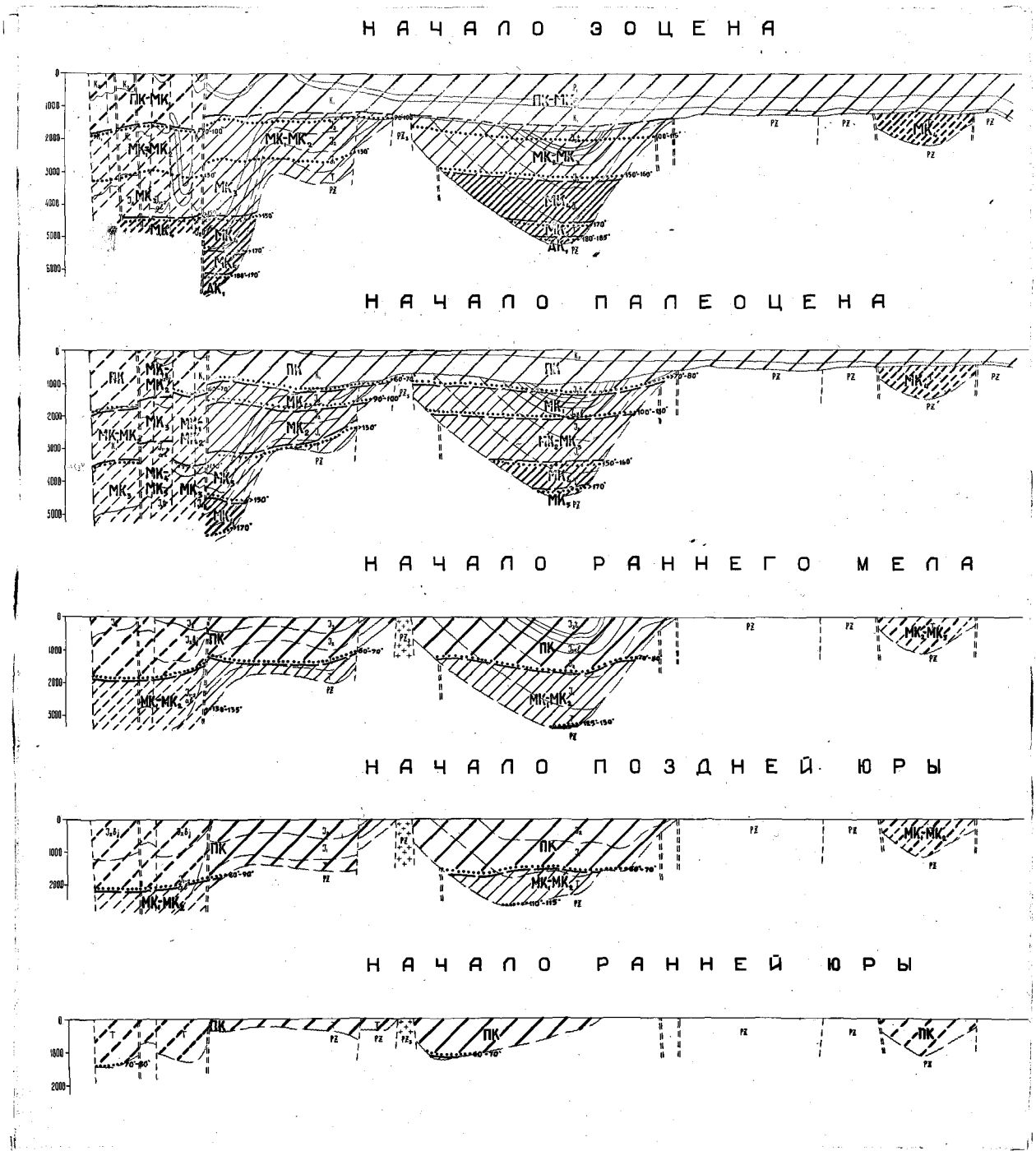


Рис. 42.



Продолжение рис.42.

некатагенетического метана - на глубине около II км. Зона генерации газоконденсатов приурочена по Н.Б.Вассоевичу к градациям МК₄ и МК₅ находится в зоне ГФГ и имеет глубинные интервал около 50-60 км (табл. 23). Эти данные, как уже отмечалось, подтверждаются промышленной нефтеносностью глубоких горизонтов на Левкинском, Лабинском (4,7 км), газоконденсатоносностью Кузнецовского (4,6 км), Западно-Афипского и Северского (5,2 км), др. месторождений.

Основными нефтегазоматеринскими свитами в разрезе осадочных формаций являются мощные (более I км) глинистые отложения триаса, нижней, средней и верхней (келловей) юры, палеоген-неогена (кумская и майкопская свиты), формировавшиеся в морских и прибрежно-морских условиях с резко-восстановительными и восстановительными условиями диагенеза, что определило высокий нефтегазоматеринский потенциал при арконово-алиновом и алиновом (кумская, майкопская свиты) типе, кларковом (и выше) содержании ОВ. Нижнемеловые глинистые отложения ЗКП мощностью до 2,0 км и 3-4 км северного склона СЗК (пл. Мирная Балка) характеризуются восстановительными и слабовосстановительными условиями диагенеза, алиново-арконовым типом и на уровне кларкового содержанием ОВ. В южных районах Северо-Западного Кавказа (СЗК) и на остальной территории бассейна ОВ нижнемеловых отложений имеет преобладающее арконовое содержание.

На основании детальных комплексных микроскопических исследований шлифов и палинологических препаратов впервые отмечено значительное участие в составе ОВ мезозойских отложений (исключая южную зону СЗК) спорополенина и других мацералов экзинитовой группы, а в ряде случаев и обломков микрофитопланктона, что

Состав рассеянных УВГ глинистых отложений мезозойкайнозоя.

Площадь, скважина	Н, км	Воз- раст	Града- ция	$\frac{C_{2+6}}{C_4}$	$\frac{C_{3+5}}{C_2}$	$\frac{iC_4}{nC_4}$	УВГ см ³ /кг
Каневская, 46	2,1	T	AK _{I-2}	0,05	0,06	0,43	4,6
Челбасская, 40	2,6	T	AK _I	0,014	0,13	1,13	4,3
Ярославская, 40	2,1	I ₃	МК _I	0,67	8,3	0,63	0,04
- " -	3,2	I _{I-2}	МК ₂₋₃	15	83	0,79	0,75
- " -	4,7	I _I	МК ₅	0,17	1,1	0,56	0,78
Лабинская, 9	4,4	I ₃	МК ₃	0,2	1,4	0,66	2,1
- " - , 20	5,4	I ₂	МК ₄	0,1	0,7	1,9	2,0
Юбилейная, 7	4,8	I ₂	МК ₄	1,7	25	0,7	0,8
Лабинская, 16	4,2	I ₃	МК ₃	1,4	1,1	0,6	216
Темиргоевская, 8	6,0	I ₂	МК ₅	0,05	1,3	1,0	2,3
Абхазская, 1	4,9	K _I	МК ₄	3,6	3,3	1,1	3,1
Арешкинская, 1	5,2	I ₂	МК ₄	0,6	16,7	2,0	0,5
Мирная Балка, 40	3,6	K _I	МК ₂	1,8	50,0	0,7	0,07
- " -	3,9	K _I	МК ₂₋₃	3,9	100	0,5	0,7
- " -	5,0	K _I	МК ₃	5,5	20	0,42	0,07
Дефановская, 1	4,2	K	МК ₂	0,02	0,52	0,65	2,5
Левкинская, 95	2,9	P ₃₋	МК _I	0,21	3,3	0,64	0,01
Северская, 1	3,7	"-	МК ₂	2,04	50	0,8	0,16
- " -	4,9	"-	МК ₄	0,84	3,6	0,5	0,33
- " -	5,3	P ₂	МК ₄₋₅	0,15	1,1	0,5	0,98
- " -	5,5	P ₂	МК ₅	0,66	0,29	1,4	2,4
Суздальская, 3	5,9	I ₃	МК ₅	0,66	1,6	1,2	2,0
Западно-Афип- ская, 2	5,5	P ₂	МК ₅	0,02	0,83	1,1	3,0

Таблица № 25

СОСТАВ (%) УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ЗАКРЫТЫХ ПОР В АРГИЛЛИТАХ МЕЗОЗОЙСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ АЗОВО-КУБАНСКОГО БАССЕЙНА (СОСТАВИЛ В.И.РУЧНОВ, 1977)

Площадь, скважина	Интер- вал, км	Воз- раст	Ката- генез	C _{орг}	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	C ₂ H ₄	C ₃ H ₆	C ₄ H ₈
Ярославская, 40	1,8	I ₃	ПК ₃	1,2	41,3	31,6	8,5	6,5	1,9	0,6	-	0,03	0,07
"-	2,7	I _{I-2}	МК _I	0,4	28,9	2,8	1,0	13,1	11,0	5,7	0,1	0,08	0,09
"-	3,7	I _{I-2}	МК ₂	0,6	13,9	28,4	34,6	10,7	1,8	0,4	-	-	0,05
"-	4,3	I _I	МК ₃	-	92,0	3,0	1,0	0,7	0,1	0,8	-	0,02	-
"-	4,7	I _I	МК ₃₋₄	-	85,3	7,2	1,3	2,9	0,6	0,1	-	0,03	0,04
Беляевская, I	3,9	K _I	МК ₃₋₄	0,3	83,5	2,3	4,6	2,8	1,1	0,8	0,7	0,29	0,26
Мирная Бал- ка, 40	2,6	K _I	МК _I	0,6	68,9	2,4	7,7	1,6	2,7	8,6	0,3	0,05	-
"-	3,0	K _I	МК ₂	0,9	61,3	1,6	6,2	5,6	3,6	6,4	0,1	0,05	-
"-	3,8	K _I	МК ₂	0,8	37,3	1,2	2,9	11,4	8,7	25,9	0,1	-	0,22
"-	4,7	K _I	МК ₃	0,4	42,3	7,9	1,7	1,6	11,1	22,5	0,1	0,01	0,14

вместе с изучением состава газов закрытых пор свидетельствует о значительно более высоких нефтегенерирующих свойствах глинистых отложений, чем предполагалось ранее, а также о генерации тяжелых УВГ (табл. 24, 25).

Так, отношения C_{2+6}/C_1 и C_{3+6}/C_2 для газов закрытых пор нижнесреднеюрских и келловейских глинистых отложений ВКВ, нижнемеловых отложений ЗКП и СЗК (Мирная Баалка) на грациях МК₁₋₃ значительно превышают 1, как и для кумской и майкопской свит ЗКП, и, становятся менее 1 на грациях МК₅-АК₁. Отношения $i C_4/pC_4$ меньше 1 и содержание C_5H_{12} более 1% свидетельствуют о значительной генерации жидких и тяжелых газовых УВ. Напротив, значения этих параметров для нижнемеловых глин южной зоны СЗК (Дефановская, Куколовская площади) позволяют квалифицировать их как преимущественно метаногенерирующие (табл. 24).

Впервые проведенная по методике С.Г.Неручева 1969 реконструкция исходных и эмигрировавших значений битумоидного коэффициента $\beta_{исх}^{ХБ}$ и $\beta_{эм}^{ХБ}$ свидетельствует (табл. 27) о значительных масштабах генерации и эмиграции жидких УВ. Так, на грации МК₂ значения $\beta_{исх}^{ХБ}$ и $\beta_{эм}^{ХБ}$ составляют: для майкопских отложений ЗКП 13-44% и 5-21%, а для нижнесреднеюрских ВКВ 7-25 и 3-13% соответственно. Низкие остаточные значения битумоидных коэффициентов для юрских отложений ВКВ и ЗКП, нижнемеловых ЗКП, а также преобладающее содержание смол и асфальтов в составе ХБ, значительная дисперсия элементного состава ХБ (табл. 26) свидетельствуют о больших масштабах газотранспортной эмиграции жидких УВ в период проявления ГФГ, по сравнению с битуминологическими характеристиками майкопской и кумской свит ЗКП только в низах вошедших в ГЗН.

Таблица 26

Вариации элементного состава ($\frac{\text{углерод}}{\text{гетероэлементы}}$) хлороформенного битумоида глинистых отложений на разных стадиях катагенеза (составил В.И.Ручнов с учетом данных В.С.Котова, Е.Н.Болотова)

	МК _I	МК ₂	МК ₃	МК ₄ ^I	МК ₄ ²
Майкоп	72-82 6-16	76-83 5-12	77-87 0,5-11	78-84 0,3-1,0	81-84 4,0
I _{I-2} (ВКВ)	68-86 4-24	68-86 3-32	61-87 1-16	83,87 4,0	78-80 8,0-11
K _I (ЗКП-Г)	76-82 8-14	79-84 6-12	82-84 4-8	83,6-84,6 4-5	-

В составе ОБ кумских отложений доминируют альгинит, коллоальгинит, обломки спорополенина и сохранные формы микрофитофоссилий (в т.ч. и микрофитопланктон), т.е. тип РОВ чисто алиновый (сапропелевый). Для глинистых отложений по данным Ю.И.Корчагиной (1973) характерно высокое содержание C_{HK} (до 4,0% на МК₃) хлороформенного битумоида в расчете на C_{HK} (β хба от 8,3 на МК₃-МК_I до 18-22% на МК₃₋₄), содержания масел в составе ХБА (от 41% на МК_I до 70% на МК₃₋₄), углеводородов (от 1653 г/м³, 6600 г/м³, на МК_I до 4780 и 2335 г/м³ на МК₃₋₄).

Триасовые отложения до широты пл. Великой накапливались в мелководно-морских условиях (терригенно-карбонатная толща), а севернее в более глубоководных условиях (терригенная толща) известковистые аргиллиты составляют до 40-60% разреза с монтмориллонитовым составом (на ранних грациях катагенеза) до монтмориллонит-гидрослюдистого и смешаннослойного состава. Формирование их происходило в сульфидно-сидеритовой (восстано-

Табл. 27

Реконструкция исходных и эмигрировавших значений битумоидного коэффициента ($\beta_{ХБ}$) и коэффициента эмиграции ($K_{ЭМ}$) на разных стадиях катагенеза мезозой-кайнозойских глинистых отложений (с учетом аналитических данных В.С.Котова, Е.Н.Болотова)

Градация катагенеза	Параметры	$C_{НК}$	$\beta_{ХБ}^{ост}$	$\beta_{ХБ}^{эм}$	$\beta_{ХБ}^{исх}$	$K_{ЭМ}$
<u>СК_{ал} - майкопские отложения ЗКП</u>						
ПК ₃		0,5-1,5	1-5	2,5	7,5	0,5
МК ₁		0,7-2,0	2-8	7,5	15	0,8
МК ₂		0,3-2,0	4-24	5-21	13-44	0,8
МК ₃		1,0	9-20	13-28	22-48	1,4
МК ₄		0,7	13-17	7-17	14-34	1,0
МК ₅		-	-	-	-	-
<u>СК_{ар-ал} - нижнесреднеюрские отложения ВКВ</u>						
ПК ₃		1,3	1-3	0,8-2	2-5	0,8
МК ₁		0,7	2-8	2-8	4-17	0,7-1,1
МК ₂		0,7	3-12	3-13	7-25	1,1-1,2
МК ₃		1,0	2-15	3-14	7-27	1,1-1,6
МК ₄		0,5	1,0	0,3-3	1,8-4,0	0,3-3
<u>СК_{ар-ал} - нижнемеловые отложения ЗКП и СЗК (Мирная Балка, 40)</u>						
ПК ₃		0,7	2-5	1-4	3-9	0,7
МК ₁		0,5	1-4	1-8	1-29	0,7
МК ₂		0,5-1,0	1,0	1-14	1-28	1,0
МК ₃		0,5-1,0	6-15	3-9	9-24	0,6
МК ₄		-	-	-	-	-

<u>Отношение масел к смолам в ХБА</u>			
	МКР	I _{I-2}	K _I ⁺
МК ₃	0,3-1,2	0,8-1,2	30-50
МК ₄	0,4-1,8	0,6-1,4	40-25
МК ₂	1,2-3,8	0,6-1,3	40-70
МК ₃	2,0-3,8	0,4-1,6	50-70
МК ₄	3,0-3,8		

⁺ - содержание масел в %

вительной) геохимической обстановке (здесь и далее по данным Е.С.Ларской). Содержание $C_{орг}$ составляет от 0,5 до 1,6%. Тип ОВ от арконово-алинового до алиново-арконового и арконового. Содержание ХВ составляет около 0,04% в среднем, а $\beta^{хб},\%$ от 1% до 2 и 4%. Высокая степень катагенеза до $МК_5-АК_I$ а также преимущественное содержание метана в составе рассеянных УВ газов свидетельствуют о реализации ими своих нефтегенерирующих свойств и нахождении в ГФГ. Это подтверждается промышленной газоносностью триасовых отложений в северных районах бассейна В районе пл. Великой они находятся на завершении ГФН (градация $МК_{3-4}$).

Нижнеюрские отложения накапливались в мелководно-морских и эпиконтинентальных условиях. Характерна сульфидно-сидеритовая (восстановительная) геохимическая обстановка. Количество РОВ в аргиллитах составляет до 1,4 - 1,6%. Тип РОВ арконово-алиновый. Степень катагенеза от $ПК_3-МК_I$ до $МК_5-АК_I$. Как отмечали Е.С.Ларская, В.С.Котов, Е.Н.Болотов, они в основном реализовали свои нефтегенерационные свойства в глубокопогруженных зонах. Для аргиллитов характерна в основном остаточная битуминозность. Значение битумоидного коэффициента ($\beta^{хб},\%$) даже на градациях $МК_2$ и $МК_3$ не превышает 3,5 - 4,5%. Не велика и доля масел в составе ХБА - до 45%. В составе УВГ аргиллитов (скв. Ярославская, 40) на градации $МК_{3-4}$ более 4,3 км преобладает метан (до 85,3 - 91,9%).

Среднеюрские отложения также характеризуются сульфидно-сидеритовой геохимической фацией, накопление которых проходило в мелководно-морских условиях, что обусловило и генетический тип РОВ арконо-алиновый и алиново-арконовый. Содержание $C_{нк}$

от 0,4 до 1,7%. Они уже реализовали свои нефтьегенерационные свойства в наиболее погруженных зонах и находятся в зоне газоконденсатообразования и ГФГ. В этих отложениях известны наиболее крупные газоконденсатные месторождения, либо в гидродинамических связанных с ними комплексах. Глинистые отложения I_2 характеризуются в основном остаточной битуминозностью. Содержание $C_{нк}$ не превышает 0,8%, ХБА - 0,042%, $\beta^{ХБ}$ составляет 1,3-4,0%. В ХБА масла составляют 30-40%. В составе УВ газов аргиллитов вскрытых Ярославской скв. № 40 на глубине 2,7-3,7 км (градация $МК_I$ - $МК_3$) преобладают тяжелые УВ, а количество метана составляет 28,9-13,86% соответственно. В более глубоких зонах, (5,0 - 5,4 - 6,0 км, Темиргоевская и Кошехабльская скв.) на градациях $МК_{4-5}$ и выше в составе УВГ преобладает метан (до 74,8-95,2%).

Глинистые отложения келловей также накапливались в прибрежно-морских условиях, генетический тип ОВ - алиново-арконовый. Геохимические условия диагенеза - восстановительные (сульфидная фация). Содержание $C_{орг}$ в среднем варьирует от 0,5 до 1,4%. На градациях катагенеза $МК_2$, $МК_{2-3}$ и $МК_3$ аргиллиты характеризуются содержанием $C_{нк}$ от 0,39 до 0,97%, содержание ХБА не превышает 0,04%, а $\beta^{ХБ}$ - 4,0%. В составе ХБА масла не превышают 35 - 47%. В восточном замыкании Западно-Кубанского прогиба на градации $МК_3$ содержание масел в ХБА 58 и 47% (Сергеевская скв. I, интервалы 4,6 и 4,9 км). При опробовании песчаных горизонтов в этих интервалах получены активные нефтьгазопроявления.

По данным Ф.Е.Окуньковой в разрезе келловейских отложений на ряде площадей имеет место внутрiformационное перераспределение битумоидов (Лабинская, Чамлыкская и др.). К келловейским отложениям приурочен ряд нефтьгазовых и газоконденсатных место-

рождений. Перекрывают келловейские отложения мощная, до 1,2 км соленосная флюидоупорная толща, в которой повсеместно фиксируются в виде карбонидов следы вертикальной миграции УВ.

Готерив-баррем-нижнеаптские отложения развитые в пределах ЗКП и СЗК характеризуются преобладанием неизвестковистых глин с прослоями и конкрециями сидеритов, сульфидно-сидеритовой минералого-геохимической фазией. Верхне-альбские отложения, развитые в ВКП и в остальных зонах ОПБ характеризуются развитием неизвестковистых глин с глауконитом и сульфидно-глауконитовой минералого-геохимической фазией. Максимальная вскрытая мощность в ЗКП составляет 2,0 км, в сопряженной зоне Северо-Западного Кавказа (вдоль пл. Мирная Балка) до 4,0 км.

Генетический тип РОВ нижнего комплекса K_I в ЗКП - и в пределах Северо-Западного Кавказа (зона пл. Мирная Балка) арконово-алиновый. Верхне-апт-альбские отложения характеризуются значительным участием в составе РОВ высшей растительности (тип РОВ - в основном арконовый, но с участием мацералов лейптинитовой группы). Зональность катагенеза РОВ нижнемеловых отложений мы рассматривали ранее. Нижнемеловых глинистых отложений в пределах площади Мирной Балки находятся ГФГН. Содержание $C_{орг}$ составляет от 0,5 до 1,0%. От 3,0 км до 4,8 км РОВ глин находится в зоне градаций $МК_2$ - $МК_3$ и характеризуются значительной битуминизацией (содержание ХБА в породе до 0,1%. Битумоидный коэффициент от 6,7 до 14,5 и 17,5%). Отмечается высокое содержание масел в ХБА до 62-74%. В составе УВГ (табл. 25) пород значительную роль играют тяжелые УВ от 33% на градации $МК_I$ до 60% на градации $МК_3$. Это обусловило сингенетичную нефтеносность литолого-стратиграфической ловушки на антиклинали Мирная Балка. Отсутствие коллекторов в однородной глинистой толще не обеспечило реа-

Таблица 28

Пространственно-временные и геотермические позиции ГФН и ГФГ
в мезозой-кайнозойских нефтегазоматеринских отложениях Западно-
Кубанского (ЗКП) прогиба и Восточно-Кубанской впадины (ВКВ)

			Т		I _I		I ₂		I ₃	
			ЗКП	ВКВ	ЗКП	ВКВ	ЗКП	ВКВ	ЗКП	ВКВ
ГФН	t млн. лет	Н	180-140	190-130	130	160	100	140-70	120-50	140-100
		К	30	30	25	40	20	20	15	-
		Δt	150-110	160-100	90	120	80	120	100-45	140-100
	T°C	Н	70	70	70	80	70	80	70	80
		К	160	160	160	170	160	160	160	140
	H _I км	Н	1,6-2,0	1,5	1,8	1,6	1,6	1,6	1,8	1,6
К		4,7-5,0	5,0	5,0	5,2	5,0	5,2	5,0	-	
ГФГ	t млн. лет	Н	60-30	60-70	20	40	20	20	15	-
		К	15-0	-	7	-	3	-	-	-
		Δt	60-30	60	13	40	17	20	15	-
	T°C	Н	160	150-170	160	160	160	160	160	-
		К	220	220	220	200	220	210	200	-
	H _I км	Н	4,7-5,0	5,2	5,0	4,3-5,0	5,0	5,2	5,0	-
К		7,2-7,8	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	-	

Н-начало, К - конец, Δt - длительность.

лизацию ГФН.

В пределах Западно-Кубанского прогиба на глубине 2,7-4,0 км нижнемеловые отложения находятся на грациях МК₂-МК₃, характеризуются достаточно высокими значениями битумоидного коэффициента (от 3,4 до 6,8 и 9,8%), значительным содержанием масел в составе ХБА (от 4,5 до 6,7%). В этой зоне известно Майкопское газоконденсатное (с небольшой нефтяной оторочкой) месторождение; газонефтяные Тульские, Ширванско-Безводненское. Отмечены активные нефтегазопроявления при опробовании нижнемеловых горизонтов на Абхазской, Генеральской, Сергеевской, Мартанской площадях. Все это свидетельствует о высоких потенциальных возможностях К_I в южной части ОПБ. В пределах ВКВ нижнемеловые отложения в незначительном объеме находятся в ГЗН, и отличаются низким нефтематеринским потенциалом. В северных районах К_I отличаются арконовым типом РОВ, грубообломочным составом пород, и низкой степенью катагенеза (ПК_I-МК_I) и являются в основном: газогенерирующим и аккумулирующим комплексом.

Анализ пространственно-временных моделей катагенеза и нефтегазообразования показал (табл.28, рис.34,41,42), что начальный этап превращения ОПБ в нефтеносный можно отнести рубежу 180-130 млн.лет назад (в зависимости от темпа прогибания в различных зонах), когда триасовые отложения вошли в ГЗН. В дальнейшем в ГЗН последовательно входили нижнеюрские (около 160-130 млн.лет назад), среднеюрские (140-70 млн.лет), келловейские (от 140-120 и до 50 млн.лет), нижнемеловые (80-20 млн.лет в ЗКП и 40 млн. в ВКВ), палеогеновые и эоценовые (25-18 млн.лет), олигоценные (25-12 млн.лет), неогеновые отложения ЗКП (нижние горизонты, около 3,5 млн.лет). Завершение ГФН и насту-

Продолжение таблицы 26

			K _I		P _{I-2}		P ₃ - I ¹		I ²	
			ЭКП	ВКВ	ЭКП	ВКВ	ЭКП	ВКВ	ЭКП	ВКВ
ГФН	млн. лет	н	40	40	25-18	20	25-10	15-5	5-3	-
		к	10-3	-	-	-	5-0	-	-	-
			30	40	18	70	20	10	5-3	-
	T ^{OC}	н	70	70	70	70	70	70	70	-
		к	160	140	150	120	160	100	-	-
	н _I км	н	1,8	1,5	2,0	1,6	1,8	1,6	1,8	-
		к	5,0	4,0	4,7-5,0	2,5	5,0	2,0	2,8	-
	ГФГ	млн. лет	н	10-3	-	5	-	5	-	-
к			-	-	-	-	-	-	-	-
			10	-	5	-	5	-	-	-
T ^{OC}		н	160	-	150	-	160	-	-	-
		к	200	-	180	-	170	-	-	-
н _I км		н	5,0	-	4,7	-	5,0	-	-	-
		к	6,8	-	6,0	-	5,5	-	-	-

пление ГФГ произошло на кайнозойском этапе: для триасовых отложений ВКВ около 60 млн. лет назад, ЗКП – около 30 млн. лет; нижнесреднеюрских ВКВ около 40 млн. лет, ЗКП около 20–15 млн. лет, нижнемеловых ЗКП около 10–3 млн. лет. Низы кумской и майкопской свит ЗКП вступили в ГЗГ около 3 – 5 млн. лет назад. Преобладающее нахождение в ГЗН палеогеновых отложений является причиной их преимущественной нефтегазоносности, а значительное проявление ГФГ после ГФН в мезозойских глубокопогруженных отложениях обусловило их газоконденсато- и газоносность, что подтверждает концепцию, развиваемую С.Г.Неручевым (1976).

Для выявления возможности заполнения ловушек УВ флюидами оценивалось время их заложения по отношению ко времени проявления ГФН и ГФГ в конкретной зоне и регионально. Этот анализ особенно эффективен при построении соответствующих схематических карт изохрон начала ГФН и ГФГ. Например, на основании схематических карт изохрон начала ГФН для нижнемеловых отложений Юго-Восточной части ЗКП (рис. 43) и оценки времени заложения локальных структур Шапсуго-Апшеронского поднятия был сделан вывод о вероятности формирования залежей нефти в пределах 40–20 млн. лет назад, которые вероятно расформировались в связи с подтоком газа из более погруженных зон.

Установленное нами начало ГФН около 100 млн. лет назад, а ГФГ – около 30 млн. лет в нижнесреднеюрских нефтегазоматеринских отложениях в зоне Кузнецовской структурной ловушки ВКВ, а также юрский возраст ее заложения, по данным А.И.Дьяконова, позволили сделать вывод о формировании залежи УВ. Определения уровня $МК_3/АК_4$ катагенеза (см. табл. 20) позволило предположить наличие нефтегазовой или газоконденсатной залежи. Такой

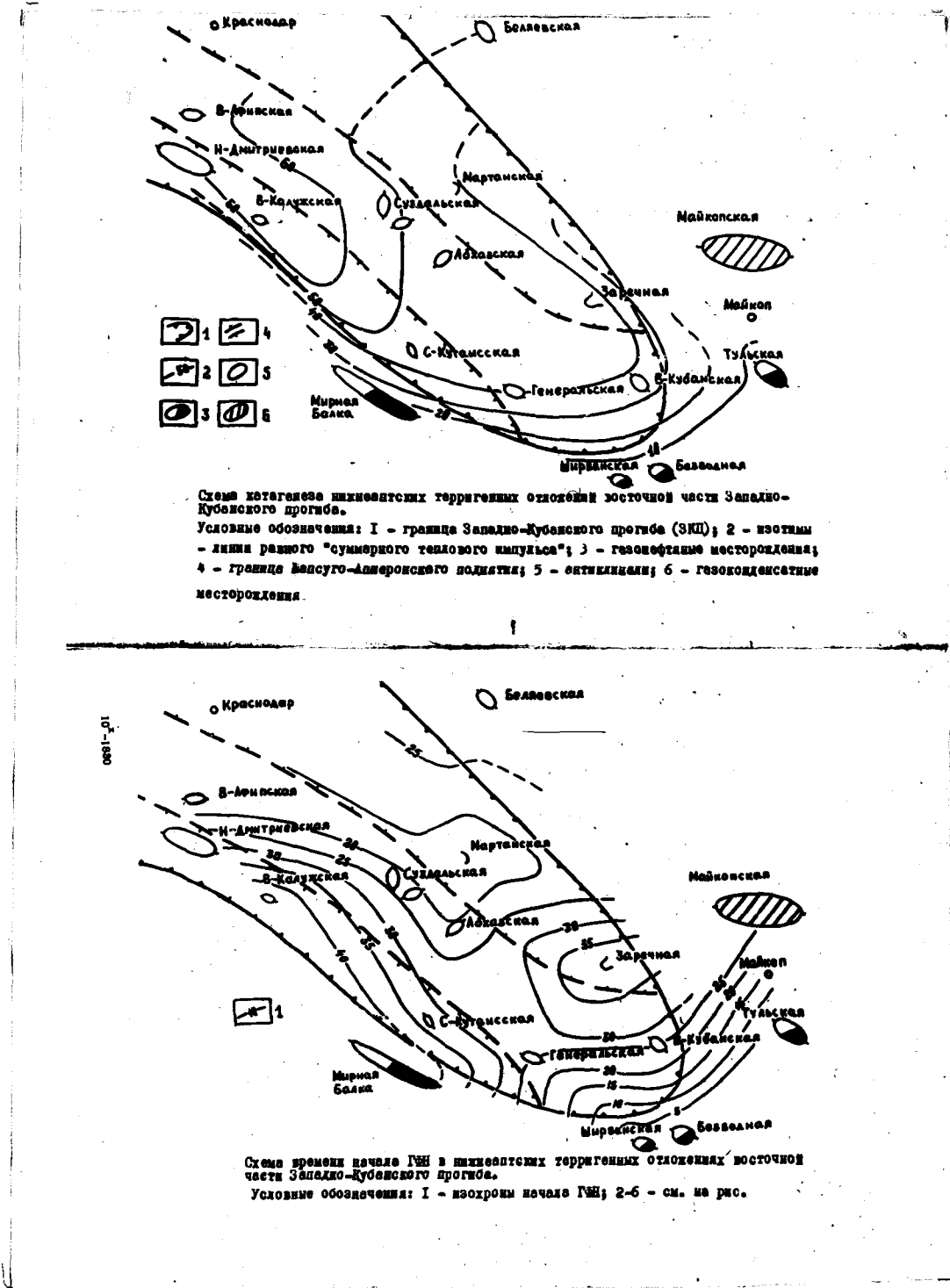


Рис. 43 Схемы катагенеза ОВ и времени начала ГФГ в нижнемеловых отложениях Западно-Кубанского прогиба.
В.И. Ручнов, 1973г

анализ был проведен и для других 30 зон бассейна. Сопоставляя в целом для ОПБ время проявления очагов ГЗН и ГЗГ по нашим данным (табл. 26) для разновозрастных нефтегазоматеринских свит, со временем заложения и особенностями развития основных геоструктур бассейна и осложняющих их локальных структур (§ I главы У1) можно сделать вывод в целом о более раннем их заложении по сравнению с проявлениями ГЗН и ГЗГ, благоприятствующем формированию залежей нефти и газа.

Для выяснения условий формирования залежей УВ, прогноза продуктивности ловушек и фазового состояния УВ предложен детальный историко-генетический анализ саособов питания ловушек. При этом были учтены работы Б.А.Соколова (1977), Н.А.Еременко (1961), В.П.Строганова (1977), С.Г.Неручева (Е.А.Рогозина и др. 1977), С.П.Максимова, М.К.Калинко и др. (1977), И.В.Высоцкого, В.Б.Оленина (1971), В.Б.Оленина (1977), А.Л.Козлова (1977). Были также проанализированы геологические закономерности распределения залежей нефти и газа в Азово-Кубанском бассейне. Уточнение условий формирования нефти и газа, как отмечают С.П.Максимов, В.П.Строганов, Ю.Г.Токаев (1977) способствует повышению коэффициента удачи глубокого бурения в конкретном регионе.

По отношению к очагу ГФН или ГФГ нами выделены: внутриочаговое, внешнеочаговое и смешанное питание ловушек, которые могут быть латеральными и/или вертикальными (разломов, "литологических окон", диапировых каналов). Внешнеочаговое питание может быть краевым, или удаленным.

По характеру стадийности питание подразделено на последовательное (при раннем заложении ловушек и последовательном питании всеми генетическими зонами при непрерывном прогибании),

неполное последовательное (напр., из верхней зоны метанообразования, или верхней метанообразования и ГЗН) и редуцированное или пропущенное (напр., при заложении ловушки перед или в период ГФГ).

По доминирующему на разных стадиях механизму питания выделены достаточно медленное воднотранспортное (элизионное и фильтрационное) на этапе ГФН, и, мощное газотранспортное (струйное) в ГФГ, приводящее к значительному перераспределению и переформированию залежей УВ.

И, наконец, сами ловушки по связи с гидродинамической системой разделены на замкнутые или гидродинамически изолированные, и, открытые или гидродинамически связанные (регионально, зонально, локально). Совокупность генетически однотипно питающихся ловушек образует зону нефте- или газонакопления.

Превалирование одного или различные сочетания выделенных способов питания ловушек приводит к сложной, не соответствующей первичной генетической зональности (табл. 23) картине распределения залежей УВ в разных геотектонических зонах бассейна.

Небольшие газовые залежи верхней зоны метанообразования палеоген-неогеновых отложений сохранились только на северном борту Западно-Кубанского прогиба (Фрунзенское, Славянское, Ю.-Петровское м-ния, см. рис. 36).

Напротив, на южном, интенсивно дислоцированном борту в зоне протокатагенеза имеются дегазированные залежи тяжелой нефтено-ароматической нефти ($\rho = 0,96-0,95 \text{ г/см}^3$), смещенной из ГЗН (Зыбза- Глубокий Яр, Ахтырско-Бучундырское, Абино-Украинское, Северо-Крымское и др. м-ния). Майкопские и кумские

отложения ЗКП нефтеносны вплоть до градации МК₄ с последовательным переходом к нефтегазоконденсатным и газоконденсатным залежам в низах свит, где проявилась ГФГ (Левкинское нефтяное м-ние, Северское и 3-Афипское нефтегазоконденсатные). Нефти ГЗН легкие ($\rho = 0,850-0,780$ г/см³), метанового состава.

Неогеновые отложения ЗКП, незначительно вошедшие в ГЗН содержат небольшие внутриочаговые залежи нефти (Ю-Андреевское и др. м-ния). Напротив, в западной части ЗКП питание через диapiroвые каналы (М.Шаулов и др.) неогеновых ловушек из внешних глубокопгруженных палеогеновых очагов ГФН и ГФГ обусловило формирование нефтяных и газонефтяных месторождений, в т.ч. крупнейшего Анастасиевско-Троицкого.

При последовательном питании из очага ГФГ открытых ловушек сформировавшиеся в ГФН залежи нефти в соответствии с принципом дифференциального улавливания должны замещаться газоконденсатными или газовыми (напр., Адыгейский выступ - Майкопское подсолевой комплекс ВКВ - Юбилейное, Темиргоевское, Кузнецовское м-ния) Напротив, в замкнутых для струйных потоков УВ ловушках (зональных, массивных, структурных тектонически и/или стратиграфически экранированных) сохраняются реликтовые залежи нефти, сформировавшиеся за счет элизионных, фильтрационных или прорывных эффектов (напр., Баракаевское, Самурское, Лабинское м-ния). При редуцированном питании из очага ГФГ формируются газоконденсатные и газовые залежи, в зависимости от уровня редукции (напр., палеогеновое Бейсугское газовое месторождение за счет "литологического окна", краевого питания из внешнего триасового очага).

Наибольшими запасами УВ характеризуются зоны нефтегазона-

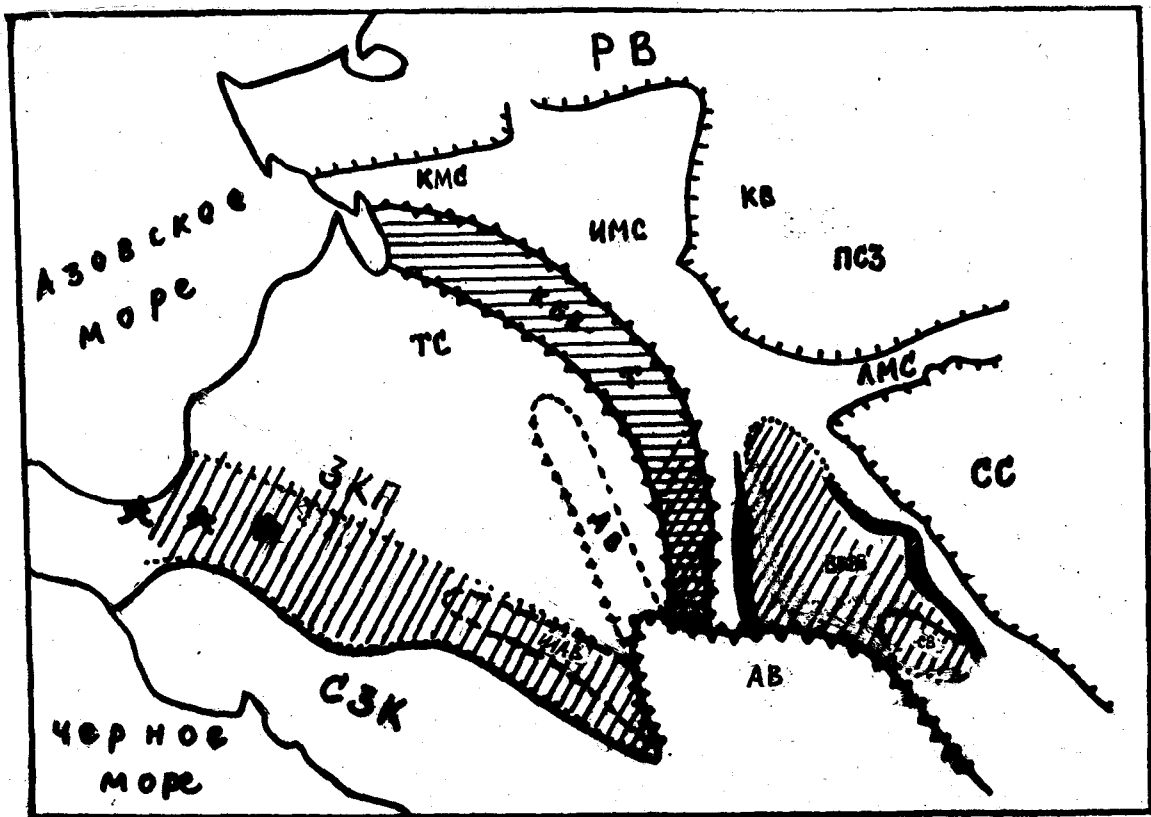


Рис. Историко-генетическая схема питания зон нефтегазоаккумуляции в Азово-Кубанском бассейне. Составили В.И.Ручнов с учетом геологических данных В.Л.Егояна, А.И.Дьяконова, В.С.Котова, Н.Е.Митина, П.Н.Ляховича, В.Н.Пекло, Г.Т.Юдина, М.А.Шаулова и др.

-граница зоны удаленного или краевого внешнеочагового последовательного или редуцированного питания нижнемеловых и палеогеновых ловушек из очагов ГЭН или ГЭГ Восточно-Кубанской впадины (ВКВ), предполагаемых триасово-юрских очагов Копанской мегаинклинали (КМС), Ирклиевской мегаинклинали (ИМС), Ладовской мегаинклинали (ЛМС). При дальнейшей структурной газотранспортной миграции формируются газовые и газоконденсатные залежи, в крайних зонах возможно обр. нефтяных (Усеженское, м-н).

-граница внутриочагового питания ловушек из очагов ГЭН и ГЭГ триасовых и юрских подселевых отложений ВКВ, триасовых, юрских и нижнемеловых Западно-Кубанского прогиба (ЗКП). В ВКВ выделяется крупный Спокойненский выступ и ряд структурных ловушек (Кузнецовская, Лабижская, Темиргозская, Юбилейная), в ЗКП-Шапсуго-Ашшеронский вал (ШАВ) осложненный структурными маломасштабными ловушками и зоной литоло-стратиграфического несогласия. Граница также соответствует палеоген-неогеновому очагу ГЭН в ЗКП с вступлением нижних горизонтов майкопских и кумских отложений южной зоны ЗКП в ГЭГ.

-зона внешнеочагового диашировых каналов, грязевых вулканов питания неогеновых ловушек западной части ЗКП из глубокопогруженных палеогеновых очагов ГЭН (Анастасиевско-Троицкое крупнейшее нефтегазовое месторождение) и ГЭГ.

Зона внешнеочагового питания ловушек нижнего мела ВКВ, гидродинамически связанных в зоне литоло-стратиграфического несогласия с юрскими объектами ГЭН(?) и ГЭГ.

-зона смешанного многоочагового питания внешне и внутреннеочагового питания ловушек; АВ-зона Адыгейского выступа, -последовательного краевого питания из очагов ГЭН и ГЭГ нижнего мела, при(?) ЗКП (Майкопское г/к м-н.) и при ВКВ, при и в меньшей мере ниж. мела АВ.

КВВ - зона Каневско-Березанского вала - последовательного питания нижнемеловых ловушек из очагов ГЭН и ГЭГ (в большей мере газотранспортного ГЭГ) ВКВ и ЗКП и в основном дегазационного краевого "литологического окна" питания из триасовых отложений вала в южной зоне; двойная штриховка) начинает преобладать генерационное питание (ГЭН, ГЭГ). Для палеогеновых ловушек КВВ (Каневская, Бейсугская) вероятно характерно генерационно-дегазационное краевое питание из триасово-юрского комплекса.

Благоприятные условия для сохранения газовых залежей верхней зоны метанообразования палеоген-неогеновых отложений ЗКП имеются только в зоне северного борта прогиба. На южном интенсивно дислоцированном борту имеются дегазированные залежи тяжелой нефти.

Рис. 44.

копления, находящиеся на грациях ПК-МК₃ и регионально гидродинамически связанные с одним мощным или несколькими очагами нефтегазогенерации.

Крупнейшие нижнемеловые газоконденсатные и газовые месторождения Каневско-Березанского вала (грации ПК₃-МК₁) сформировались за счет редуцированного, краевого, "литологического окна" питания из триасового очага ГФГ и латерального питания из последовательно живших очагов ГФН и ГФГ триаса и юры ВКВ, триаса, юры, нижнего мела ЗКП.

Особо следует отметить превалирующую роль дегазации газовых УВ триасовыми отложениями в северных грабенообразных впадинах, испытывающих значительные дислокации и инверсию. Они изменены до грации АК₁, а современные Т⁰ С не достаточны для возобновления процесса генерации УВ.

Крупное газоконденсатное Майкопское месторождение Адыгейского выступа (грация МК₃) сформировалось за счет питания из очагов ВКВ и ЗКП, местного очага.

К непродуктивным и бесперспективным для постановки глубокого бурения следует отнести замкнутые внеочаговые ловушки, а также ловушки, связанные с маломощными очагами. Например, нижнемеловые ловушки ВКВ Кошехабльская, Лабинская, Ярославская центральной части ВКВ не содержат залежей УВ.

На рис. 44 приведена схема районирования зон нефтегазонакопления бассейна, основанная на историко-генетическом анализе способов питания ловушек.

§ 3. Количественный прогноз нефтегазоносности мезозойских отложений Азово-Кубанского бассейна.

Детальное изучение катагенетической эволюции осадочных

формаций бассейна позволяет подойти к отдельной количественной оценке масштабов генерации и аккумуляции жидких и газовых УВ. Впервые для бассейна совместно с А.И. Дьяконовым применена уточненная нами схема объемно-генетического метода оценки прогнозных запасов, которая состоит из:

- 1) выделения объема нефтегазогенерирующих тел, на разных этапах катагенетической истории;
- 2) оценки нефтегазоматеринского потенциала (типа, содержания ОВ) пород;
- 3) выбора коэффициентов генерации и аккумуляции на разных этапах катагенеза;
- 4) расчета поэтапных и суммарных масштабов генерации и аккумуляции жидких и газовых УВ для различных комплексов в разных зонах ОПБ.

При расчетах применялись коэффициенты генерации жидких и газовых УВ, предложенные С.Г. Неручевым, В.А. Успенским, Е.А. Рогозиной (1974, 1975, 1977) для арконового и алинового типов ОВ на разных этапах катагенеза. (табл. I).

Общая формула расчета масштабов генерации жидких или газовых УВ от начала катагенеза до данной стадии определяется по формуле:

$$Q_{H(t)} = V \cdot \rho \cdot \text{ОВ} \cdot \alpha(t)$$

где: V - объем глинистых пород (км^3); ρ - плотность глин (г/см^3), α - коэффициенты генерации газовых и/или жидких (г) УВ (табл. I); ОВ - содержание органического вещества.

Все данные берутся для соответствующих этапов катагенеза и приводятся к одной размерности.

В связи с тем, что данные о степени катагенеза, типе и

Таблица 29

**МАСШТАБЫ ГЕНЕРАЦИИ ГАЗОБРАЗНЫХ И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОДОВ
В ГЛИНИСТЫХ ОСАДКАХ МЕЗОЗОЯ АЗОВО-КУБАНСКОГО
НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА (ПО ЭТАПАМ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ)**

СОСТАВЛЕН: А.Н. ДАВЫДОВ, А.Н. РУДНИК
1977.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		16	17	18		20	21			
													СТАДИЯ	ТИП			СИН(%)	СИН(%)			СИН(%)	СИН(%)	
РЕГИОН (С ВЕЩАМИ)	ЭТАПЫ (К. МЧАЛ)	МОЩНОСТЬ (СРЕДНЯЯ), КМ	ГРАДИЕНТА КАТАГЕНЕЗА	ПЛОЩАДЬ (Т.В.С. КМ ²)	ОБЪЕМ (Т.В.С. КМ ³)	ПЛОТНОСТЬ (Т.В.С. Т/М ³)	ВЕС ПОРОД (Т.В.С. Т/М ³)	ТЕМПЕРАТУРА (°С)	СТАДИЯ НЕФТЕГАЗО-ОБРАЗОВАНИЯ	ТИП	СИН(%)	СИН(%)	СИН(%)	СИН(%)	КОЭФФИЦИЕНТ ГЕНЕРАЦИИ	СИН(%)	СИН(%)	СИН(%)	СИН(%)	СИН(%)			
АЗОВО-КУБАНСКИЙ	ТРИАСОВЫЙ	Q	1.3	ПК	4.8	10.52	220	55-60	НЗГ	А _p	0.99	1.33	0.005	—	1.43	136.3	—	—	—	—			
		Q	2.0	МК; МК	—	0.70	23	90-95	НЗГ	—	0.98	1.22	0.016	2.1	4.34	443.6	5.76	588.7	—	—			
		X	2.0	МК	—	0.70	235	100-105	ГЗН	—	0.89	1.08	0.025	4.9	6.28	641.8	2.17	1243.8	—	—			
		Q	2.0	МК	—	9.36	25	120-130	ГЗН	ГЗГ	—	0.86	1.01	0.032	—	7.49	799.9	—	—	—	—		
		Q	2.0	АК	—	9.36	2.65	248	170-175	ГЗГ	—	0.8	0.89	0.073	—	1.61	1719	—	—	—	—		
	Σ																	16.1	1719	12.17	1243.8	—	—
	НИЖНЕЮРСКИЙ	Q	1.2	ПК; ПК	3.5	4.17	20	0.58	40-45	НЗГ	А _p	1.5	2.07	0.005	—	0.86	206.0	—	—	—	—		
		Q	1.1	ПК	—	3.96	2.19	0.38	50-55	НЗГ	—	1.45	1.94	0.005	—	0.80	201.0	—	—	—	—		
		X	1.1	ПК; МК	—	3.96	2.2	0.30	55-60	НЗГ	—	1.2	1.55	0.007	0.932	0.94	237.3	1.2	303	—	—		
		Q	1.0	МК	—	3.87	2.3	0.45	75-80	ГЗН	—	1.1	1.33	0.022	4.9	2.47	672.3	5.5	1510.6	—	—		
		Q	1.0	МК; МК	—	3.80	2.4	0.47	85-95	ГЗН	—	1.06	1.25	0.028	5.25	2.96	821.5	5.55	1540	—	—		
	Σ																	5.93	1624	5.55	1540	—	—
	СРЕДНЕЮРСКИЙ	Q	0.6	ПК; ПК	4.5	2.30	1.9	4.48	30-35	НЗГ	А _p -А _л	1.05	1.5	0.007	—	0.47	204.6	—	—	—	—		
		X	0.6	ПК	—	2.30	2.0	4.60	40-45	НЗГ	—	1.03	1.37	0.007	—	0.44	191.5	—	—	—	—		
		Q	0.5	ПК; МК	—	2.08	2.15	4.47	55-65	НЗГ	—	1.02	1.32	0.116	0.944	0.94	452.6	0.56	269.6	—	—		
		Z	0.5	МК ₂	—	2.01	2.35	4.61	65-75	ГЗН	—	0.91	1.10	0.019	6.45	0.96	478.6	3.27	1630.1	—	—		
		Q	0.5	МК	—	2.01	2.5	4.91	110-120	ГЗН	ГЗГ	0.85	1.0	0.035	—	1.72	857.4	—	—	—	—		
	Σ																	1.72	857.4	3.27	1630.1	—	—
	ВЕРХНЕЮРСКИЙ	X	0.1	ПК ₂	2.6	0.17	1.6	0.31	—	НЗГ	А _л -А _p	1.11	1.54	0.007	—	0.03	178.6	—	—	—	—		
		X	0.1	ПК; ПК	—	0.16	1.9	0.33	30-35	НЗГ	—	1.1	1.5	0.007	—	0.04	221.5	—	—	—	—		
Q		0.1	ПК; МК	—	0.15	2.1	0.31	45-55	НЗГ	—	1.08	1.39	0.009	—	0.04	273.3	—	—	—	—			
Z		0.1	МК ₂	—	0.13	2.25	0.29	60-70	ГЗН	—	0.96	1.16	0.023	6.45	0.08	569.5	0.22	—	—	—			
Q		0.1	МК; МК	—	0.13	2.45	0.31	110-120	ГЗН	ГЗГ	0.9	1.10	0.030	—	0.10	76.3	—	—	—	—			
Σ																	0.10	76.3	0.22	—	—	—	
НИЖНЕМЕЛОВЫЙ	X	0.4	ПК	31.5	7.97	1.7	1.51	—	НЗГ	А _p	0.95	1.36	0.005	—	0.10	12.6	—	—	—	—			
	Q	0.4	ПК	—	7.40	2.0	1.51	35-40	НЗГ	—	0.93	1.24	0.005	—	0.09	12.2	—	—	—	—			
	Z	0.3	МК	—	6.80	2.2	1.46	60-65	НЗГ	—	0.91	1.14	0.01	1.3	0.16	23.5	0.22	32.3	—	—			
	Z	0.3	МК ₂	—	6.43	2.3	1.46	70-75	ГЗН	—	0.83	1.0	0.022	3.9	0.32	49.8	0.569	88.5	—	—			
	Q	0.3	МК; МК	—	6.30	2.45	1.51	90-100	ГЗГ	—	0.8	0.94	0.032	—	0.45	71.4	—	—	—	—			
Σ																	0.45	71.4	0.57	88.5	—	—	
Σ																	24.3	4386.5	21.78	4502.1	—	—	

содержания ОВ могут быть получены путем высокоэкспрессных массовых количественных микроскопических методов, а реконструкция пространственных (мощность ГЗН и ГЗН, глубина начала и завершения) и временных (начала, завершения, длительности) позиций катагенетических процессов нефтегазообразования в осадочных формациях бассейна может быть осуществлена предложенным теоретическим методом СТИ до постановки глубокого бурения, способ оценки потенциальных ресурсов УВ в ОПБ является экспресс-методом.

Данные расчета позволяют: 1) оценить удельные плотности генерации и аккумуляции в различных комплексах; 2) дать сравнительную характеристику продуктивности различных комплексов; 3) оценить вклад каждого комплекса в продуктивность ОПБ в целом; 4) оценить преимущественную нефте или газоносность как ОПБ в целом, так и отдельных формаций в различных зонах бассейна. Эти данные являются основополагающими для количественного нефтегеологического районирования бассейна и обоснования наиболее эффективных направлений поисково-разведочных работ и постановки глубокого бурения на конкретных объектах.

В таблицах 29-33 приведены масштабы генерации жидких и газовых УВ глинистыми отложениями мезозоя Азово-Кубанского бассейна как на разных этапах геологической истории, так и общее количество генерируемых УВ за всю историю. В таблицах 32-33 приведены ориентировочные масштабы возможной аккумуляции жидких и газообразных УВ. Коэффициент эмиграции принимается для УВ газов исходя из соотношения естественной газонасыщенности пород УВГ и теоретически возможной генерации УВ. Коэффициенты эмиграции жидких УВ и аккумуляции жидких и газо-

**МАСШТАБЫ ГЕНЕРАЦИИ ГАЗООБРАЗНЫХ И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОДОВ
В ГЛИНИСТЫХ ОСАДКАХ МЕЗОЗОЯ АЗОВО-КУБАНСКОГО
НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА (ПО ЭТАПАМ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ).**

СОСТАВЛЯЕМ: А.Н. ДЬМИТРИЙЕВ, В.А. РУЧЬЕВ.
1977г.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		15	16	17	18	19	20	21	
												ТИП	СОДЕРЖАНИЕ Свк (%)								
РЕГИОН (СУББАСЕЙН)	ЭТАПЫ (к началу)	МОЩНОСТЬ (средняя), км	ГРАДИЕНТ (средняя), м	ГРАДИЕНТ КАТАГЕНЕЗА	ПЛОЩАДЬ (тыс. км ²)	ОБЪЕМ (млн. км ³)	ПЛОТНОСТЬ (средняя), г/см ³	ВЕС ПОРОД (10 ³ т/м ³)	ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРА (°С)	СТАДИЯНОСТЬ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ	ТИП	СОДЕРЖАНИЕ Свк (%)	КОЭФФИЦИЕНТ ГЕНЕРАЦИИ	МАСШТАБЫ ГЕНЕРАЦИИ							
ВОСТОЧНО - КУБАНСКАЯ ВПАДИНА И АДЫГЕЙСКИИ ВЫСТУП	ТРАСПОРТНЫЙ	У ₂	1.2	ПК ₂ -ПК ₃	10.0	23.7	2.2	32.1	80-85	НЗГ	Ал-Ар	1.33	1.82	0.007	1.027	7.01	296	8.7	400		
		У ₃	3.1	МК ₁ -МК ₂	---	20.3	2.4	48.8	110-115	ГЗН	Ал-Ар	1.31	1.64	0.018	2.475	14.4	701	19.8	973		
		К ₁	4.1	МК ₃	---	20.1	2.5	50.4	130-135	ГЗН	---	1.11	1.31	0.035	9.2	23.0	1141	80.7	3013		
		Р ₁	4.8	МК ₄ -МК ₅	---	20.1	2.5	50.4	143-150	ГЗГ	---	1.06	1.18	0.075	---	44.4	2203	---	---		
		Q	6.7	до АК ₁	---	20.1	2.7	54.4	143-150	Выход из ГЗГ	---	1.0	1.11	0.122	---	73.8	3653	---	---		
	Σ																	73.6	3653	68.7	3013
	НИЖНЕКУРСКИЙ	У ₂	1.0	ПК ₃	10.3	15.3	2.0	30.7	50-55	НЗГ	Ал-Ар	1.30	1.86	0.008	1.027	4.20	270	3.00	302		
		У ₃	1.6	ПК ₃ -МК ₁	---	13.7	2.1	28.7	63-70	Начало ГЗН	---	1.30	1.72	0.008	1.913	4.8	330	0.5	473		
		К ₁	3.5	МК ₂ -МК ₃	---	13.1	2.4	31.5	110-115	ГЗН	---	1.21	1.47	0.030	7.8	12.8	1010	30.1	2740		
		Р ₁	4.0	МК ₃	---	12.9	2.5	32.3	123-130	Стадияныс выходит из ГЗН	---	1.17	1.30	0.035	9.2	15.3	1197	41.0	3100		
		Н ₁	4.8	МК ₄	---	12.9	2.6	33.8	143-150	ГЗГ	---	1.12	1.24	0.08	---	23.0	1832	---	---		
	Q	8.1	МК ₅	---	12.9	2.7	34.9	173-180	ГЗГ	---	1.1	1.22	0.088	---	37.5	2897	---	---			
	Σ																	37.5	2897	41.0	3168
	СРЕДНЕКУРСКИЙ	У ₃	0.4	ПК ₂	10.3	6.6	1.8	11.9	23-30	НЗГ	Ал-Ар-Ал	1.54	2.08	0.01	---	2.40	37	---	---		
		К ₁	2.3	МК ₁ -МК ₂	---	8.8	2.3	14.2	73-80	Начало ГЗН	---	1.41	1.76	0.015	2.85	3.75	61	7.13	1130		
		Р ₁	2.9	МК ₂ -МК ₃	---	5.4	2.4	14.3	90-95	ГЗН	---	1.20	1.31	0.032	10.4	8.8	114	8.3	1300		
		Н ₁	3.8	МК ₃	---	5.8	2.5	14.7	115-120	Стадияныс выходит из ГЗН	---	1.22	1.44	0.030	12.0	0.1	137	27.1	4300		
		Q	5.4	МК ₄ -МК ₅	---	5.8	2.6	15.8	150-155	ГЗГ	---	1.1	1.22	0.090	---	17.0	2300	---	---		
	Σ																	17.0	2300	27.1	4600
	ВЕРХНЕКУРСКИЙ	К ₁	0.5	ПК ₂ -ПК ₃	13.1	11.7	1.8	21.1	30-35	НЗГ	Ал-Ар	1.31	1.78	0.007	---	2.70	237	---	---		
К ₂		2.0	МК ₁ -МК ₂	---	11.1	2.2	24.5	70-75	Начало ГЗН	---	1.22	1.57	0.014	2.475	5.30	483	9.32	834			
Р ₁		2.1	МК ₂	---	10.8	2.3	24.4	73-80	ГЗН	---	1.16	1.42	0.026	6.45	8.0	830	22.3	2050			
Н ₁		3.0	МК ₃	---	10.0	2.4	23.9	80-95	ГЗН	Выходит в центральную зону СКВ	---	1.09	1.89	0.035	9.2	10.8	1085	28.3	2843		
Q		4.7	МК ₄ -МК ₅	---	8.9	2.6	25.2	133-140	ГЗГ	---	1.0	1.11	0.075	---	20.0	2111	---	---			
Σ																	20.9	2111	28.3	2843	
НИЖНЕМЕЛОВОЙ	К ₂	0.4	ПК ₂	14.9	5.8	1.8	8.9	20-25	НЗГ	Ар	1.1	1.57	0.004	---	0.35	99	---	---			
	Р ₁	0.5	ПК ₂ -ПК ₃	---	5.2	1.7	8.0	23-30	---	---	1.03	1.42	0.005	---	0.61	117	---	---			
	Н ₁	1.5	ПК ₃ -МК ₁	---	4.8	2.1	10.0	35-60	Фазы активной генерации углеводородов	---	1.01	1.30	0.007	0.932	0.83	195	1.2	231			
	Н ₂	2.5	МК ₂ -МК ₃	---	4.5	2.4	10.5	80-85	ГЗН (?)	---	0.86	1.01	0.029	5.23	3.0	670	5.6	1250			
	Q	3.2	МК ₄ -МК ₅	---	4.5	2.5	11.1	100-105	ГЗГ	---	0.80	0.89	0.043	---	4.2	942	---	---			
Σ																	4.2	942	5.6	1250	
Σ																	153.3	2433	182.7	4874	

Таблица 31

**МАСШТАБЫ ГЕНЕРАЦИИ ГАЗООБРАЗНЫХ И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОДОВ
В ГЛИНИСТЫХ ОСАДКАХ МЕЗОЗОЯ АЗОВО-КУБАНСКОГО
НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА (ПО ЭТАПАМ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ).**

СОСТАВЛЕН: Н.Н. ДАШКОВ, В.М. РУЧКОВ
1977 г.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18-21				
																	ГАЗ	ЖИДКОЕ	МАСС. ЧАСТ.	УСЛ. ЗАПАСЫ	
РЕГИОН	ЭТАПЫ	МОЩНОСТЬ	ГРАДАЦИЯ	ПЛОЩАДЬ	ОБЪЕМ	ПЛОТНОСТЬ	ВЕС. ПОРОД	ТЕМПЕРАТУРА	СТАДИИ	ТИП	СН	СН	КАТЕГОРИЯ	КАТЕГОРИЯ	КАТЕГОРИЯ	КАТЕГОРИЯ	КАТЕГОРИЯ	КАТЕГОРИЯ	КАТЕГОРИЯ	КАТЕГОРИЯ	
АЗОВО-КУБАНСКИЙ	ТРИАСОВЫЙ	У	1.3	0.8	ПК ₂ -ПК ₃	125	14.3	20	286	40-45	НЗГ	Ал-Ар	1.35	1.84	0.0074	1.027	3.89	272.0	5.4	377.6	
		О	1.1	1.43	МК ₂ -МК ₃	---	11.4	2.55	293	125-130	ГЗН	---	1.20	1.42	0.030	7.825	12.6	1106	32.5	285.4	
		К	1.0	5.0	МК ₂	---	11.3	2.65	299	140-145	ГЗГ	---	1.08	1.20	0.060	-	20.99	186.1	-	-	
		Р	1.0	8.7	МК ₂	---	11.2	2.75	308	190-200	ГЗГ	---	1.05	1.17	0.090	-	32.51	289.3	-	-	
		Q	1.0	10.2	АК ₂ -АК ₃	---	11.2	2.8	314	240-250	-	---	1.0	1.1	0.151	-	52.67	469.5	-	-	
	Σ																	52.67	469.5	32.5	285.4
	НИЖНЕЮРСКИЙ	О	2.4	1.4	ПК ₂ -МК	125	29.1	2.15	626	70-75	НЗГ начало ГЗН	Ал-Ар	1.33	1.72	0.008	1.314	9.9	332.9	14.15	485.7	
		О	2.3	2.6	МК ₂	---	27.5	2.35	646	100-105	ГЗН	---	1.31	1.64	0.011	1.60	11.6	422.2	16.94	616.6	
		К	2.2	3.4	МК ₂ -МК ₃	---	26.5	2.5	663	120-125	ГЗН	---	1.18	1.44	0.030	7.8	28.2	106.3	88.76	334.6	
		Р	2.0	5.2	МК ₂	---	23.9	2.85	634	100-105	ГЗГ	---	1.06	1.18	0.060	-	44.89	187.6	-	-	
		Н ₁	2.0	5.5	МК ₂	---	23.7	2.7	638	170-175	ГЗГ	---	1.02	1.13	0.088	-	63.58	268.5	-	-	
	Q	2.0	8.7	до АК ₂	---	23.7	2.8	663	200-210	-	---	1.0	1.23	0.122	-	99.51	420.1	-	-		
	Σ																	99.51	420.1	88.76	334.6
	СРЕДНЕЮРСКИЙ	О	1.3	0.8	ПК ₂	125	14.9	2.0	297	40-45	НЗГ	Ал-Ар-Ал	1.52	2.02	0.01	1.49	6.0	403.9	8.94	681.8	
		К	1.2	1.7	МК ₂	---	14.3	2.2	314	80-85	НЗГ начало ГЗН	---	1.5	1.87	0.013	1.9	7.62	534.2	11.15	781.7	
		Р	1.0	3.7	МК ₂	---	12.1	2.5	301	110-115	ГЗН	---	1.33	1.66	0.026	8.0	12.85	106.7	40.02	331.9	
		Н ₁	1.0	4.0	МК ₂	---	11.8	2.55	303	120-125	ГЗН часть до ГЗГ	---	1.22	1.44	0.038	12.8	18.73	141.3	55.92	472.4	
		Q	1.0	6.2	МК ₂ -МК ₃	---	11.8	2.7	329	175-180	ГЗГ	---	1.1	1.23	0.114	-	44.99	379.2	-	-	
	Σ																	44.99	379.2	55.9	472.4
	ВЕРХНЕЮРСКИЙ	К	1.0	0.6	ПК ₂ -ПК ₃	125	7.8	1.9	149	30-35	НЗГ	Ар-Ал	1.18	1.60	0.0074	1.027	1.76	22.45	2.45	312.5	
К ₂		0.9	2.5	МК ₂	---	6.8	2.3	157	80-85	ГЗН	---	1.16	1.45	0.011	1.6	2.5	383.2	3.66	535.5		
Р		0.9	2.7	МК ₂	---	6.7	2.4	160	90-100	ГЗН	---	1.04	1.27	0.02	3.35	4.06	607.5	6.82	1029.5		
Н ₁		0.8	3.1	МК ₂ -МК ₃	---	6.1	2.5	151	115-120	СТАДИИ НЕ ВЫХОДЯТ ИЗ ГЗН	---	0.98	1.16	0.03	9.2	5.26	865.7	21.8	358.7		
Q		0.8	6.3	МК ₂ -МК ₃	---	6.1	2.75	187	180-185	ГЗГ	---	0.9	0.99	0.09	-	14.9	245.2	-	-		
Σ																	14.9	245.2	21.8	358.7	
НИЖНЕМЕЛОВЫЙ	К ₂	2.0	1.2	ПК ₂ -МК ₂	125	21.7	2.1	461	80-85	НЗГ	Ар-Ал	1.17	1.51	0.009	1.027	6.46	297.4	7.14	328.7		
	Р	2.0	1.3	МК ₂	---	21.5	2.2	455	65-70	начало ГЗН	---	1.15	1.41	0.011	1.6	7.40	344.8	10.48	488.3		
	Н ₁	1.8	1.7	МК ₂ -МК ₂	---	19.8	2.25	438	75-80	ГЗН	---	1.03	1.27	0.019	2.48	10.5	527.7	13.78	695.8		
	Н ₂	1.7	3.1	МК ₂ -МК ₂	---	17.4	2.5	422	110-120	ГЗН	---	0.87	1.15	0.027	6.33	13.1	751.1	30.74	176.1		
	Q	1.7	5.1	МК ₂ -МК ₂	---	17.4	2.65	462	165-175	ГЗГ	---	0.9	0.93	0.075	-	34.3	198.76	-	-		
Σ																	34.3	198.76	30.74	176.1	
Σ																	246.37	1082	233.7	827.2	

Таблица 32

МАСШТАБЫ НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ В МЕЗОЗОЕ АЗОВО-КУБАНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА /ПО ЭТАПАМ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ/

Составили: А.И. Дьяконов, В.И. Ручнов

1977.

Суббассейн	Антропо-стратиграфический комплекс	Этап (к началу)	Средняя глубина залегания комплекса (км)	Предполагаемая paleotemperature (°C)	Градации катагенеза	Масштабы генерации углеводородов		Масштабы эммиграции углеводородов (млн т)	Объем нефти (млн т)	Объем газа (млн т)	Коэффициент эммиграции		Коэффициент аккумуляции		Масштабы аккумуляции		Плотность запасов (млн т/км²)	Средняя мощность (м)	
						Нефть (млн т)	Газ (млн т)				Нефть	Газ	Нефть (млн т)	Газ (млн т)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Суббассейн ТРИАСОВЫЙ	Ж ₁	0,8	40-45	ПК ₂ -ПК ₃	5,4	3,89	674	14300	2418		0,004	0,9	0,01	0,008	0,054	28,0			
	Ж ₂	4,3	125-130	МК ₂ -МК ₃	32,5	12,6	3598	11400			0,03	0,8	0,12	0,006	117,0	60,48			
	К ₁	5,0	140-145	МК ₄	-	20,99	3710	11300			0,0005	0,9	0,01	0,008	-	51,13			
	Р ₁	8,7	190-200	МК ₅	-	37,51	3766	11200			-	0,9	-	0,008	-	234			
	Q	10,2	240-250	АК ₁ -АК ₂	-	92,67	3766	11200	1246			-	0,9	-	0,008	-	372,2		
							132,5	132,5								117,0	1372,2		
	Суббассейн НИЖНЕЮРКИЙ	Ж ₂	1,4	70-75	ПК ₁ -МК ₁	4,15	9,9	2368	29100	2205		0,0005	0,95	0,01	0,008	0,0707	56,43		
		Ж ₃	2,6	100-105	МК ₁	16,9	11,6	4028	27500			0,01	0,8	0,07	0,006	11,86	55,68		
		К ₁	3,4	120-125	МК ₂ -МК ₃	88,76	22,2	4976	26500			0,01	0,8	0,07	0,006	62,13	135,36		
		Р ₁	5,2	160-165	МК ₄	-	44,88	7578	23900			0,0005	0,9	0,01	0,008	-	323,14		
Н ₁		5,5	170-175	МК ₅	-	63,58	7815	23700			-	0,9	-	0,006	-	343,3			
Q		8,7	200-240	до АК ₁	-	99,51		23700	1246			-	0,9	-	0,006	-	537,35		
						188,76	199,51								162,13	1377,35			
Суббассейн СРЕДНЕЮРКИЙ	Ж ₃	0,8	40-45	ПК ₃	8,94	6,0	592	14900	2205		0,0005	0,9	0,01	0,008	0,0447	43,2			
	К ₁	1,7	60-65	МК ₁	11,15	7,62	1421	14300			0,02	0,8	0,07	0,006	15,61	36,58			
	Р ₁	3,7	110-115	МК ₂	40,02	12,85	3197	12100			0,02	0,8	0,07	0,006	56,03	61,68			
	Н ₁	4,0	125-130	МК ₃	55,92	16,73	3611	11800			0,001	0,9	0,01	0,008	0,559	120,46			
	Q	6,2	175-180	МК ₄ -МК ₅	-	44,83		11800	623			-	0,9	-	0,008	-	330,78		
						115,92	144,83								156,03	1322,7			
Суббассейн ВЕРХНЕЮРКИЙ	К ₁	0,6	30-35	ПК ₂ -ПК ₃	2,45	1,76	441	7800	6164		0,001	0,95	0,01	0,01	24,5	16,72			
	К ₂	2,5	80-85	МК ₁	3,66	2,5	1899	6800			0,02	0,85	0,12	0,008	8,78	17,0			
	Р ₁	2,7	90-100	МК ₂	6,82	4,06	2120	6700			0,02	0,85	0,12	0,008	16,37	27,6			
	Н ₁	3,1	105-120	МК ₃ -МК ₄	21,8	5,26	2649	6100			0,02	0,85	0,12	0,01	52,32	44,71			
	Q	6,3	180-185	МК ₄ -МК ₅	-	14,9	2991	6100	3646			-	0,95	-	0,01	-	141,55		
						21,8	14,9								152,32	1141,55			
Суббассейн НИЖНЕПАЛОВОЙ	К ₂	1,2	60-65	ПК ₃ -МК ₁	7,14	6,46	1983	21700	6692		0,0015	0,95	0,01	0,008	0,107	49,09			
	Р ₁	1,3	65-70	МК ₁	10,48	7,40	2320	21500			0,02	0,9	0,11	0,006	14,67	39,96			
	Н ₁	1,7	75-80	МК ₁ -МК ₂	13,78	10,45	4303	19800			0,02	0,9	0,12	0,006	19,29	56,7			
	Н ₂	3,1	110-120	МК ₂ -МК ₃	30,74	13,11	6735	17400			0,001	0,9	0,01	0,008	0,307	94,39			
	Q	5,1	165-175	МК ₄ -МК ₅	-	34,33	7184	17400	3739			-	0,95	-	0,008	-	260,68		
						130,74	134,33								119,29	1260,68			
															306,7	11641,4			

МАСШТАБЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В МЕЗОЗОЕ АЗОВО-КУБАНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА /ПО ЭТАПАМ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ/

Составили: А.И.Дьяконов, В.М.Ручнов

1977г.

1	2	3	4	5	6	Масштабы геотермического угля-водородов		9	10	11	Коэффициент эмиграции		Коэффициент аккумуляции		Масштабы аккумуляции		18	19
						7	8				12	13	14	15	16	17		
ЗАПАДНО-КУБАНСКИЙ ПРОГИБ И ТИМАШЕВСКАЯ СТУПЕНЬ	ТРИАСОВЫЙ	Ж ₁	0,8	40-45	ПК ₂ -ПК ₃	5,4	3,89	674	14300	2118	0,001	0,9	0,01	0,008	0,054	28,0		
		Ж ₂	4,3	125-130	МК ₂ -МК ₃	32,5	12,6	3598	11400		0,03	0,8	0,12	0,006	117,0	60,48		
		К ₁	5,0	140-145	МК ₄	—	20,99	3710	11300		0,0005	0,9	0,01	0,008	—	81,15		
		Р ₁	8,7	190-200	МК ₅	—	37,51	3766	11200		—	0,9	—	0,008	—	874		
		Q	10,2	240-250	АК ₁ -АК ₂	—	52,67	3766	11200	1246	—	0,9	—	0,008	—	372,2		
							±32,5	±52,67							±117,0	±572,2		
	НИЖНЕЮРСКИЙ	Ж ₂	1,4	70-75	ПК ₃ -МК ₁	14,15	9,9	2368	29100	2205	0,0005	0,95	0,01	0,006	0,0707	54,43		
		Ж ₃	2,6	100-105	МК ₁	16,94	11,6	4028	27500		0,01	0,8	0,07	0,006	11,86	55,68		
		К ₁	3,4	120-125	МК ₂ -МК ₃	88,76	28,2	4976	26500		0,01	0,8	0,07	0,006	62,15	135,36		
		Р ₁	5,2	160-165	МК ₄	—	44,80	7578	23900		0,0005	0,9	0,01	0,008	—	323,44		
		Н ₁	5,5	170-175	МК ₅	—	63,58	7815	23700		—	0,9	—	0,006	—	343,3		
	Q	8,7	200-210	до АК ₁	—	99,51	—	—	23700	1246	—	0,9	—	0,006	—	532,35		
							±88,76	±99,51							±62,15	±532,35		
	СРЕДНЕЮРСКИЙ	Ж ₃	0,8	40-45	ПК ₃	8,94	6,0	592	14900	2205	0,0005	0,9	0,01	0,008	0,0447	43,2		
		К ₁	1,7	60-65	МК ₁	11,15	7,62	1421	14300		0,02	0,8	0,07	0,006	136,1	34,98		
		Р ₁	3,7	110-115	МК ₂	40,02	12,85	3197	12100		0,02	0,8	0,07	0,006	56,03	61,68		
		Н ₁	4,0	125-130	МК ₃	55,92	16,73	3611	11800		0,001	0,9	0,01	0,008	0,559	120,46		
		Q	6,2	175-180	МК ₄ -МК ₅	—	44,83	—	11800	623	—	0,9	—	0,008	—	330,78		
							±55,92	±44,83							±56,03	±322,7		
	ВЕРХНЕЮРСКИЙ	К ₁	0,6	30-35	ПК ₂ -ПК ₃	2,45	1,76	441	7888	6164	0,001	0,95	0,01	0,01	24,5	16,72		
К ₂		2,5	80-85	МК ₁	3,66	2,5	1899	6888		0,02	0,85	0,12	0,008	8,78	17,0			
Р ₁		2,7	90-100	МК ₂	6,82	4,06	2120	6708		0,02	0,85	0,12	0,008	16,37	27,6			
Н ₁		3,1	105-120	МК ₃ -МК ₄	21,8	5,26	2649	6100		0,02	0,85	0,12	0,01	52,32	44,71			
Q		6,3	180-185	МК ₄ -МК ₅	—	14,9	2991	6100	3646	—	0,95	—	0,01	—	141,55			
						±21,8	±14,9							±52,32	±141,55			
НИЖНЕМЕЛОВЫЙ	К ₂	1,2	60-65	ПК ₃ -МК ₁	7,14	6,46	1983	21700	6692	0,0015	0,95	0,01	0,008	0,107	49,09			
	Р ₁	1,3	65-70	МК ₁	10,48	7,40	2320	21500		0,02	0,9	0,11	0,006	14,67	39,96			
	Н ₁	1,7	75-80	МК ₁ -МК ₂	13,78	10,45	4303	19800		0,02	0,9	0,12	0,006	19,29	56,7			
	Н ₂	3,1	110-120	МК ₂ -МК ₃	30,74	13,11	6735	17400		0,001	0,9	0,01	0,008	0,307	94,39			
	Q	5,1	165-175	МК ₄ -МК ₅	—	34,33	7184	17400	3739	—	0,95	—	0,008	—	260,68			
						±30,74	±34,33							±19,29	±260,68			
														±306,7	±1641,4			

вых принимались с учетом данных Т.К.Баженовой и др. (1970), А.Э.Конторовича (1977), С.Г.Неручева (1976,1978), ориентировочных оценок для некоторых зон бассейна.

В целом для бассейна отношение масштабов аккумуляции жидких к газовым УВ равно 0,2, что подтверждает преобладающую газоконденсатно- и газоносность мезозойских отложений. Масштабы аккумуляции жидких и газовых УВ распределяются: Западно-Кубанский прогиб - 42% и 45%, Восточно-Кубанская впадина и Адыгейский выступ - 56% и 35%, северные зоны - 2 и 20% соответственно.

Вклады комплексов (вверху жидкие, внизу газовые УВ) в продуктивность зон в целом (в % от суммарных запасов УВ в зонах) приведен в табл. 34, в которой также дробными цифрами показано соотношение масштабов аккумуляции жидких и газовых УВ в комплексах, буквами предполагаемая их преимущественная газоносность (ПГ), газоносность (Г), нефтегазоносность (НГ).

Таблица 34

Зона	Комплекс	T	I ₁	I ₂	I ₃	K _I
Западно-Кубанский прогиб		38 _{0,3}	16 _{0,1}	18 _{0,2}	20 _{0,4}	8 _{0,07}
		23 ПГ	8 Г	20 ПГ	33 ПГ	16 Г
Восточно-Кубанская впадина и Адыгейский выступ		29 _{0,3}	20 _{0,4}	27 _{0,9}	24 _{0,6}	05.10 ⁻⁴
		32 ПГ	15 ПГ	10 НГ	11 НГ	32 Г
Северные районы		67 _{0,02}	22 _{0,02}	10 _{0,04}	1 _{0,04}	01.10 ⁻⁴
		62 Г	25 Г	7 Г	1 Г	5 Г

Абсолютная оценка масштабов аккумуляции (табл.32-33) свидетельствует о значительных невыявленных ресурсах жидких и газовых УВ, более высокие, чем предполагалось ранее.⁺⁾

^{+) Для ВКВ в целом нами оценена аккумуляция жидких УВ в 415 млн.т., газовых - 1260 млрд.м³. Н.Е.Митин и др. (1975) оценивали запасы в 500 млн.т. усл.топлива, А.С.Панченко и др. (1975) газа - в 239 млрд.м³ и 17,6млн.т. конденсата для ВКВ, а для ЗКП 44млрд. м³ и 2,7млн.т. соответственно. В.И.Гладков (1978) основными газогенерирующими отл. признает глубоководные юрские и дает для них прогноз в 400млрд.м³, газа, считая его равным 50% от общих запасов Западного Предкавказья.}

Следует отметить, что за 110 лет добычи УВ в бассейне было извлечено около 170 млн. тонн нефти и 320 млрд. м³ газа, так что по полученным нами расчетам соответствует продуктивности только одних триасовых комплексов ВКВ. Следовательно, запасы УВ в бассейне еще далеко не исчерпаны.

С учетом полученных данных произведено качественное и количественное нефтегеологическое районирование Азово-Кубанского бассейна по плотностям генерации и прогнозным запасам УВ, которое учтено при размещении геологоразведочных работ на нефть и газ в Краснодарском крае на 1978-1980 г.г. (рис. 36) и внедрено с экономическим эффектом более 150 тыс. рублей в производственном объединении "Краснодарнефтегаз".

К числу наиболее перспективных направлений отнесены поиски жидких и газовых УВ в подсолевых ловушках ВКВ, связанных гидродинамическими системами плинсбаха, байоса, бата, келловая с внутренними очагами ГФН и ГФГ. К первоочередным для поиска нефтегазовых и газоконденсатных месторождений отнесены: Кузнецовская, Солдатская, Упорненская структурные ловушки. Вторым обещающим направлением являются поиски нефтяных (реликтовых в верхнеюрских известняках и в зональных литологических ловушках), газоконденсатных и газовых залежей (в малоамплитудных структурных или литологического выклинивания ловушках) в юрско-меловых отложениях зоны Шапсуго-Апшеронского погребенного поднятия ЗКП.

Заключение

Достоверность оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов с позиций осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа в значительной мере зависит от совершенства количественных методов определения степени катагенеза органического вещества. Этому вопросу в диссертации уделено особое внимание.

1) Разработан рациональный комплекс унифицированных оптических микрометодов определения степени катагенеза и состава ОВ пород (защищенный авторским свидетельством на изобретение), базирующийся на современной серийной отечественной аппаратуре.

2) Доведена до уровня микроанализа и унифицирована методика определения ОС витринита, обеспечивающая преемственность существующей шкалы (И.И.Аммосов, ГОСТ 21489-76), ее единство, межлабораторную в международном масштабе сопоставимость и воспроизводимость.

3) Впервые четко сформулировано положение об универсальности показателя абсорбции спорополенина ($AS, \%$) как индикатора катагенеза отложений от докембрийских до современных. Разработана унифицированная микрометодика измерений величины $AS, \%$ и составлена шкала, сопоставленная со шкалой ОС витринита. Показана эффективность $AS, \%$ для расчленения на градации катагенеза отложений позднего протерозоя Мезенской синеклизы, мезозой-кайнозоя Азово-Кубанского бассейна, мезозоя месторождения Северный Русский Хутор и ряда других.

4) На основании уточнения кинетики катагенеза ОВ и роли геологического времени в прерывисто-непрерывной геотермической эволюции нефтематеринского пласта предложен практический вариант метода "суммарного теплового импульса", позволяющий исследовать пространственно-временные особенности катагенетических процессов нефтегазообразования в осадочном бассейне.

Разработанный комплекс количественных методов определения степени катагенеза ОВ был использован при историко-генетическом прогнозе перспектив нефтегазоносности Азово-Кубанского бассейна. В результате получены новые данные, имеющие общетеоретическое и практическое значение.

1) Для мезозой-кайнозойских осадочных формаций в зонах устойчивого прогибания со скоростями менее 100 м/млн. лет впервые отмечена достаточно близкая последовательная глубинная и геотермическая зональность градаций катагенеза и главных зон нефте- и газообразования, позволяющая прогнозировать зону угасания нефтяных скоплений на глубине около 5 км, с переходом к газоконденсатным в интервале 5-6 км. Газовые залежи с тяжелыми УВГ можно ожидать до глубины около 7 км, ниже - до глубины 11 км, сухие метановые.

2) К числу основных причин преимущественной нефтеносности палеогеновых отложений Западно-Кубанского прогиба отнесено незначительное проявление главной фазы газообразования (ГФГ) после ГФН только в низах формации. Напротив, проявление в значительном объеме мезозойских отложений ГФГ после ГФН привело к преобладающей газоконденсатноносности и газоносности в диапазоне градаций от ПК₃ до МК₄₋₅. Значительная сохранность газовых УВГ наряду с хорошими флюидопорами, обусловлена геологически недавним (от 60 до 3 млн. лет назад) проявлением ГФГ.

3) Для оценки уровня продуктивности ловушек, фазового состояния залежей и выбора наиболее эффективных объектов для постановки глубокого бурения детализирован историко-генетический анализ способов питания ловушек. Показано, что для открытых ловушек раннего заложения при полном последовательном питании из внутреннего очага генерации УВГ следует ожидать газоконденсатные и газовые залежи. Напротив, для замкнутых ловушек - реликтовые

залежи нефти. Для ловушек позднего заложения и редуцированного питания следует ожидать газоконденсатные и газовые залежи. К непродуктивным и бесперспективным для постановки глубокого бурения отнесены замкнутые внеочаговые ловушки, связанные с мало-мощными очагами. Наибольшими запасами УВ отличаются ловушки и зоны накопления, приуроченные к градациям PK_3 - MK_3 катагенеза и гидродинамически связанные с одним или несколькими мощными очагами генерации УВ.

4) Впервые проведенный с историко-генетических позиций раздельный прогноз генерации и аккумуляции жидких и газовых УВ свидетельствует о значительно более высоких потенциальных ресурсах мезозойских отложений бассейна, чем предполагалось ранее.

5) Реализация результатов исследований в объединении "Краснодарнефтегаз" способствовала открытию крупного Кузнецовского месторождения.

6) Дальнейшее повышение эффективности глубокого бурения в регионе требует широкого проведения газогеохимических исследований УВ газов керна глубоких скважин и постановки прямых геохимических методов поисков нефти и газа, особенно в зоне развития неструктурных ловушек.



Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Авторское свидетельство № 473142 "Способ определения петрографического состава органического вещества", авторы Емец Т.П., Заславский Е.М., Лопатин Н.В., Ручнов В.И., 1975, "Бюллетень изобретений и открытий" № 21, 1975, с.121.
2. Агроскин Л.С., Панаян Г.В., Цитофотометрия, аппаратура и методы анализа клеток по светопоглощению. Изд-во "Наука", М., 1977, с.3-250.
3. Агулов А.П. Нефтегазоносность и катагенетическая зональность нижнемелового комплекса Восточно-Кубанской впадины. Тезисы докладов Всесоюзного семинара "Коллекторы нефти и газа на больших глубинах", 1975, с.36-38.
4. Акрамходжаев А.М. Главная фаза газообразования. "Узбекский геологический журнал", 1973, № 6, с.3-9.
5. Аладетов Г.М. Об условиях залегания нижнемеловых и подстилающих образований в пределах платформенной части Западного Предкавказья. Труды НФВНИИ, 1966, выпуск 17, с.132-136.
6. Алексин А.Г., Шарданов А.И., Юдин Г.Т. и др. Геологические формации Западного Предкавказья. М., Наука, 1973, 154 стр.
7. Алексин А.Г., Юдин Г.Т., Мелик-Пашаева Н.В., Томкина А.В. Изучение зон регионального выклинивания и стратиграфических несогласий - новый этап в поисках и разведке скоплений нефти и газа на Северном Кавказе. - В кн. "Условия образования нефти и газа в осадочных бассейнах", М., Наука, 1977, с. 122-127.
8. Алексеев Ф.А., Лебедев В.С. и др. Изотопный состав углерода природных газов как источник информации об условиях их образования и формирования залежей. В сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". Изд-во "Наука", 1977.
9. Алексеев Ф.А., Лебедев В.С., Овсянников В.М. Изотопный состав углерода газов биохимического происхождения. Изд-во "Недра", 1973, с.79-80.
10. Аммосов И.И., Мусял С.А. Отражательная способность как одна из главных особенностей ископаемых углей. ДАН СССР, 84, № 6, 1952.
11. Аммосов И.И., Ермакова В.П. Люминесцентная микроскопия как метод изучения сапропелевых углей. "Труды ин-та горючих ископаемых АН СССР", 1955, т.6, с.146-156.
12. Аммосов И.И. Стадии изменения осадочных пород и парагенетические отношения горючих ископаемых. - "Советская геология", 1961, № 4, с.7-24.
13. Аммосов И.И., Тан Сю-и. Стадии изменения углей и парагенетические соотношения горючих ископаемых. М., Изд-во АН СССР, 1961, 119 с.

14. Аммосов И.И., Бабашкин Б.Т. и др. Промышленно-генетическая классификация углей СССР, основы классификации. М., Недра, 1964.
15. Аммосов И.И. Причины изменений отражательной способности "изометаморфного" витринита. "Химия твердого топлива", №4, 1974, с.3-12.
16. Архипов А.Я., Дьяконов А.М., Болотов Е.И. Зональность нефтегазообразования и нефтегазонакопления в мезозойских отложениях Западного Предкавказья. Тезисы докладов Всес. семинара "Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики", изд. МГУ, 1977, с.120-121.
17. Архипов А.Я., Корчагина Ю.И., Файер М.М. Генерация и первичная миграция углеводородов. В кн. "Условия образования нефти и газа в осадочных бассейнах", М., "Наука", 1977, с.35-47.
18. Белецкая С.Н., Сырова Г.М., Сергеев Л.И. Изучение распределения битумоидов в поровой системе майкопских глин Северного Кавказа. В кн. "Геохимические исследования нефти и газа". Л., 1971, с.279-292. (труды ВНИГРИ, вып.294).
19. Боголюбова Л.И., Емец Т.П., Лопатин Н.В., Ручнов В.И. Микроскопия и микрофотометрия ископаемого органического вещества. Тезисы докладов VIII Международного конгресса по органической геохимии. Том I, стр.120-121, изд-во ИГиРГИ, М., 1977.
20. Болотов Е.И. Нефтегазоматеринские свойства мезозойских глинистых отложений Восточно-Кубанской впадины. Автореферат кандидатской диссертации, МГУ, 1977, 24 стр.
21. Борн, Вольф Э. Основы оптики. Изд-во "Наука", М., 1973, с.60-61.
22. Бурштар М.С., Бизнигаев А.Д., Гасангусейнов Г.Г. и др. Геология нефтяных и газовых месторождений Северного Кавказа. М., "Недра", 1966, 423 стр.
23. Ван-Кревелен Д.В., Шуер Ж. Наука об угле. Изд-во "по горному делу", М., 1960, 303 стр.
24. Вассоевич Н.Б., Успенский В.А. Геология нефти. - В кн. "Спутник полевого геолога-нефтяника". Т.П, Л., Гостоптехиздат, 1954, с.218-221.
25. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. Изв. АН СССР, сер.геол., 1967, № II, с.137-142.
26. Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.Н. "Вестник МГУ", серия геология, 1969, № 6, с.3-26.
27. Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Корчагина Ю.И., Сомолов Б.А. Историко-геолого-геохимический метод оценки перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов. Изв. АН СССР, сер.геол., 1970, № II, с.50-60.

28. Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Гербер М.И. и др. Особенности катагенеза рассеянного органического вещества в бедных коллекторами глинистых толщах. - Известия АН СССР, серия геол., 1973, № 4, с.116-124.
29. Вассоевич Н.Б. "Представления И.М.Губкина о стадийности нефтеобразования". Известия АН СССР, сер.геол., 1971, № 12, с.120-127.
30. Вассоевич Н.Б., Конторович А.Э., Лопатин Н.В. К построению классификации углеродистого органического вещества осадочных пород. Тезисы IУ Всесоюзного семинара "Органическое вещество в современных и ископаемых осадках". Изд-во МГУ, 1974, с.13-15.
31. Вассоевич Н.Б. Принципиальная схема вертикальной зональности в генерации углеводородных газов и нефти. Изв. АН СССР, серия геол., 1974, № 5, с.123-135. с ил.
32. Вассоевич Н.Б. Происхождение нефти. "Вестник МГУ", серия геол., № 5, 1975, с.3-22.
33. Вассоевич Н.Б. Понятие о возрасте нефти в связи со стадийностью процесса ее образования. "Советская геология", 1976, № 2, с.16-26.
34. Вассоевич Н.Б. Образование углеводородных газов в процессе литогенеза. В кн. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений", изд-во "Наука", М., 1977, с.20-35.
35. Вассоевич Н.Б., Лейфман И.Е. Об оценке нефтематеринского потенциала. ДАН СССР, 1977, т.234, № 4, с.884-887.
36. Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. К вопросу о нефтематеринском потенциале седикахитов - органического вещества осадочных пород. - В кн. "Условия образования нефти и газа в осадочных бассейнах", М., "Наука", 1977, с.9-29.
37. Велев В., Шшков Г., Минчев Д. Изменение отражательной способности витринита под воздействием органических растворителей и сильных кислот. "Списание Българ.геол.дружество", 1978, 37, № 1, 112-116.
38. Высоцкий И.В. Вертикальная зональность в образовании и распределении скоплений углеводородов. В кн. "Генезис нефти и газа". М., "Недра", 1967, с.201,-208.
39. Высоцкий И.В. Формирование нефтяных месторождений в складчатых областях. М., "Недра", 1971, 390с.
40. Высоцкий И.В., Оленин В.Б. Теоретические основы нефтегеологического районирования. В кн. "Проблемы геологии и геохимии нефтяных месторождений". М., "Наука", 1972, с.30-34.
41. Вяльсов Л.Н. Оптические методы диагностики рудных минералов. Изд-во "Недра", М., 1976, с.3-194.
42. Генералова В.Н., Кодина Л.А., Карякина А.В., Петрова И.В.

- О природе ископаемого спорополенина. "Геохимия", № 6, 1974, с.904-916.
43. Геодекян А.А., Троцюк В.Я., Ульмишек Г.Ф. Геолого-геохимические аспекты оценки перспектив нефтегазоносности акваторий. "Советская геология", 1972, № 10, с.3-13.
 44. Гинзбург А.И., Лапо А.В., Летушова А.И. Рациональный комплекс петрографических и химических методов исследования углей и горючих сланцев. Л., Изд-во "Недра", 1976, с.168.
 45. Гинзбург А.И., Лапо А.В., Летушова И.А. Рациональный комплекс петрографических и химических методов исследования углей и горючих сланцев. Изд-во "Недра", Л., 1975, с.166.
 46. Гладков В.И. Особенности условий газообразования и газонакопления в Западном Предкавказье. Изв. АН СССР, сер. геол., 1978, № 9, с.98-109.
 47. Глебовская Е.А., Мельцанская Т.Н., Леглер Л.А. и др. Ступени катагенетических превращений органического вещества. В сб. "Исследование органического вещества современных и ископаемых осадков". Изд-во "Наука", М., 1976, с.299-308.
 48. Голицын М.В. О длительности процесса метаморфизма угля. Изв. АН СССР, сер. геол., 1973, № 8, с.90-97.
 49. Горшков В.И. Классификация осадочных бассейнов по стадиям катагенеза в связи с оценкой их нефтегазоносности. В кн. "Проблемы геологии нефти", вып. 7, М., Изд-во ИГиРГИ, 1976, с.14-27.
 50. ГОСТ 12113-66. Угли бурые, каменные, и антрациты. Методы определения отражательной способности. ГОССТАНДАРТ, 1966, 25 с.
 51. ГОСТ 8.054-73. Метрологическое обеспечение подготовки производства. Изд-во Стандартов, 1973.
 52. ГОСТ 21489-76. Угли бурые, каменные и антрациты. Разделение на стадии метаморфизма и классы по отражательной способности витринита. ГОССТАНДАРТ, 1976.
 53. Гречишников Н.П. Некоторые особенности изменений отражательной способности витринита. В кн. "Палеотемпературы зон нефтеобразования", М., "Наука", 1975, с.5-16.
 54. Гречишников Н.П. Палеогеотермические несогласия. Изв. высш. учебн. завед. Геология и разведка., 1975, № 4, с.36-38.
 55. Дьяконов А.М., Котов В.С., Юдин Г.Т. Особенности пространственного размещения залежей нефти и газа. В кн. "Проблемы нефтегазоносности Краснодарского края", М., "Недра", 1973, с.52-62.
 56. Дьяконов А.И. Прогноз нефтегазоносности в связи с тектоническими условиями размещения месторождений нефти и газа в Западном Предкавказье. "Геология нефти и газа", 1976, №12, с.8-15.

57. Дьяконов А.И., Корнеев В.И. Тектоническое положение и перспективы нефтегазоносности триасового комплекса Западного Предкавказья и Северного склона Кавказа. Молодые платформы и их нефтегазоносность. М., "Наука", 1975, с.175-181.
58. Дьяконов А.И., Лопатин Н.В., Ручнов В.И. Опыт применения историко-генетического геолого-геохимического метода для оценки перспектив нефтегазоносности Азово-Кубанского осадочно-породного бассейна". Тезисы У Всес. семинара "Органическое вещество в современных и ископаемых осадках". Изд-во МГУ, 1976, с.101-103.
59. Егоян В.Л., Буряк В.И., Никифоров Б.М. Районирование стратиграфических комплексов Западного Предкавказья по типам разрезов. В кн. "Проблемы нефтегазоносности Краснодарского края", М., "Недра", 1973, с.62-79.
60. Егоян В.Л. Возможности стратиграфического анализа при выборе направлений поисковых работ (на примере нижнемелового комплекса Западного Предкавказья). В кн. "Проблемы нефтегазоносности Краснодарского края", М., 1973, с.213-229.
61. Егоян В.Л., Шевченко Т.В. О применении микрофитопланктона для расчленения мезо-кайнозойского чехла Западного Кавказа и Предкавказья. Докл. АН СССР, 1975, том 224, № 3, с.654-657.
62. Емец Т.П., Бурмистрова Л.Д., Заславский Е.М., Лопатин Н.В. К методике измерения отражательной способности микрокомпонентов органического вещества осадочных пород. Изв. АН СССР, серия геол., 1974, № 4, с.151-153.
63. Еремин И.В., Мусял С.А., Лимонова В.Я. Некоторые методические указания к определению отражательной способности рассеянных угольных включений. В сб. "Органическое вещество современных и ископаемых осадков и методы его изучения". Изд-во "Наука", М., 1974, с.235-241.
64. Еременко И.А. Геология нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1961, с.
65. Ермаков В.И., Кабанова З.В., Вельдер В.Б. и др. Гумусовое органическое вещество: формы нахождения, состав, преобразование. В кн. "Накопление и преобразование органического вещества современных и ископаемых осадков". М., "Наука", 1978, с.28-34.
66. Ермолаев В.Г., Котов В.С., Матвеев В.Н. и др. Особенности гидрогеологии Азово-Кубанского бассейна. В кн. "Проблемы нефтегазоносности Краснодарского края". М., "Недра", 1973, с.156-177.
67. Жабрев Д.В., Ларская Е.С. Влияние термодинамических условий в недрах на преобразование рассеянного органического вещества осадочных пород. "Геология нефти и газа", 1965, № 8, с.26-30.
68. Жабрев И.П., Пекло В.П., Коротков Б.С. Об условиях форми-

- рования газонефтяных месторождений в палеоген-неогеновых отложениях южного борта Западно-Кубанского прогиба. В кн. "Вопросы геологии и нефтегазоносности Краснодарского края", М., "Недра", 1966, с.33-44.
69. Жабрев И.П., Ермаков В.И., Соколов В.Л., Чайковская Э.В. Генезис газа как основа научного прогнозирования поисков газовых и газоконденсатных месторождений. В сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". Изд-во Наука, М., 1977, с.6-18.
 70. Жемчужников Ю.А., Гинзбург А.И. Основы петрологии углей. М., изд-во АН СССР, 1960, 400с.
 71. Калмыков Г.С. Методика определения стадий метаморфизма углей. В кн. "Промышленно-генетическая классификация углей СССР. М., изд-во "Наука", 1964, с.92-122.
 72. Калмыков Г.С. Распознавание витринита среди микрокомпонентов твердого органического вещества с помощью измерения отражательной способности в двух оптических средах. Тезисы У Всесоюзного семинара "Органическое вещество в современных и ископаемых осадках". Изд-во МГУ, 1976, с.217
 73. Карпов П.А., Гожая А.Л., Дианова И.М. и др. К сопоставлению стадияльного изменения рассеянных углистых остатков и песчаников палеозойских отложений Русской платформы. Изв. АН СССР, серия геол., 1973, № 12, с.132-135.
 74. Карпов П.А. Количественная оценка температуры и времени как физических факторов глубинного изменения пористости песчаников. В кн. "Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах", М., "Недра", 1977, с.25-28.
 75. Карцев А.А. О зависимости состава нефтей от степени катагенеза вмещающих отложений. Изв. АН СССР, сер. геол., 1976, с.125-127.
 76. Козлов А.Л. Проблемы геохимии природных газов. М., Гостоптехиздат, 1950, 167с.
 77. Козлов А.Л. Формирование и размещение нефтяных и газовых залежей. М., Гостоптехиздат, 1959, 163с.
 78. Козлов А.Л. Размещение газоконденсатных залежей в нефтегазоносных бассейнах и критерии определения перспектив нефтегазоносности. "Советская геология", 1975, № 5, с.19-28.
 79. Козлов А.Л. Образование и сохранение газа в каменноугольных бассейнах и газоносность нижнепермских отложений Европы. В кн. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., изд-во "Наука", 1977, с.223-228.
 80. Козлов А.Л. Превращения нефти и газа в глубоких зонах седиментационных бассейнов. Тезисы докладов VIII Международного конгресса по органической геохимии. М., 1977, с.145-146
 81. Корчагина Ю.И. Катагенез органического вещества нефтемате-

- ринских пород. В сб. "Природа органического вещества современных и ископаемых осадков". Изд-во "Наука", 1973, с.162-169.
82. Корчагина Ю.И. Особенности изменения основных генетических типов рассеянного органического вещества пород в катагенезе. В сб. "Исследования органического вещества современных и ископаемых осадков". Изд-во "Наука", 1976, с.203-209.
83. Корчагина Ю.И., Четверикова О.П. Методы исследования рассеянного органического вещества осадочных пород. Изд-во "Недра", М., 1976, с.182-192.
84. Корчагина Ю.И., Четверикова О.П. Изменения параметров рассеянного органического вещества в катагенезе. В кн. "Накопление и преобразование органического вещества в современных и ископаемых осадках". М., "Наука", 1978, с.181-192.
85. Конторович А.Э., Изюминова А.Н., Трушков П.А. Масштабы и особенности процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в зоне катагенеза. Труды Сиб. научн.-иссл. ин-та геол., геофиз. и минер. сырья, 1974, вып.193, с.5-12.
86. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М., "Недра", 1976, с.249.
87. Котов В.С. Органическое вещество в мезокайнозойских отложениях Западного Предкавказья и Северо-Западного Кавказа. Тезисы V Всес. семинара "Органическое вещество в современных и ископаемых осадках". МГУ, 1976, с.166-167.
88. Корнев Г.П. Нефтепроизводящие толщи в разрезе мезозоя и кайнозоя и некоторые литологические аспекты их изучения. В кн. "Проблемы нефтегазоносности Краснодарского края". М., "Недра", 1973, с.194-209.
89. Котов В.С., Грищенко Р.В. Органическое вещество в осадочных породах мезозоя и кайнозоя Западного Предкавказья. В кн. "Проблемы нефтегазоносности Краснодарского края". М., "Недра", 1973, с.186-194.
90. Кузнецов В.И. Условия формирования неотструктурных ловушек нефти и газа в среднеюрских и келловейских отложениях Восточно-Кубанской впадины. В кн. "Проблемы нефтегазоносности Краснодарского края". М., "Недра", 1973, с.98-103.
91. Ларская Е.С. Исследование рассеянного органического вещества в шлифах. "Геология нефти и газа", 1975, № 4, с. 34-41.
92. Левенштейн М.Д., Голицын М.В., Пак Э.М., Иванов Н.В. Особенности преобразования органического вещества на поздних стадиях литогенеза (катагенез, метагенез). В сб. "Угленосные формации и их генезис", тезисы IV Всесоюзн. угольного совещания", г.Ворошиловград, М., 1970, с.80-87.
93. Лопатин Н.В. Температура и геологическое время как факторы углефикации. Изв. АН СССР, серия геол., 1971, № 3, с. 95-106.

94. Лопатин Н.В., Бостик Н.Х. Геологические факторы катагенеза углей. В кн. "Природа органического вещества современных и ископаемых осадков". М., "Наука", 1973, с.79-90.
95. Лопатин Н.В. К определению температуры и геологического времени на катагенетические процессы углефикации и нефтегазообразования. В кн. "Исследования органического вещества современных и ископаемых осадков", М., "Наука", 1976, с.361-366.
96. Лопатин Н.В., Зубайраев С.Л., Емец Т.П., Ручнов В.И. Об оценке природы углеводородных газовых аномалий. Известия высших учебных заведений, серия геология и разведка, 1976, № 6, с.79-83.
97. Максимов С.П., Строганов В.П., Такаев Ю.Г. Состояние изученности проблемы "время формирования залежей нефти и газа". В кн. "Время формирования залежей нефти и газа". М., изд-во "Наука", 1976, с.5-17.
98. Максимов С.П., Калинин М.К., Родионова К.Ф., Четверикова О.П. Особенности генерации и аккумуляции газообразных углеводородов. В кн. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". Изд-во "Наука", 1977, с.44-50.
99. Манская С.М., Кодина Л.А. Геохимия лигнина. М., "Наука", 1975, с.12-13.
100. Макагон Ю.Ф., Трофимук А.А., Удрев В.П., Черский Н.В., Возможности образования газогидратных залежей природных газов в придонной зоне морей и океанов. "Геол. и геоф.", № 4, 1973, с.
101. Максимов С.П. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа. М., "Недра", 1964, с. 215
102. Матвиенко В.Н. О характере связи теплового режима с нефтегазонасностью недр (на примере Западного Предкавказья). "Геол. нефти и газа", 1972, № 8, с.59-62.
103. Матвиенко В.Н., Сергиенко С.И. Тепловое поле нефтегазонасных районов Предкавказья. Изв. АН СССР, серия геол., 1976, № 2, с.149-155.
104. Мирзоев Д.А., Джапаридзе Л.И. Органическое вещество, его битуминозные компоненты и степень их преобразования при катагенезе (на примере мезозойских отложений Восточного Предкавказья). В кн. "Исследование органического вещества современных и ископаемых осадков". М., "Наука", 1976, с.261-269.
105. Мирзоев Д.А., Джапаридзе Л.И. Распределение рассеянного органического вещества в триасовых отложениях Восточного Предкавказья. В кн. "Накопление и преобразование органического вещества современных и ископаемых осадков. М., "Наука", 1978, с.116-125.
106. Митин Н.Е., Ляхович П.К. О гидрогеологических особенностях

Убеженского и Николаевского месторождений нефти и газа в центральном Предкавказье. "Труды КФ ВНИИНефть", вып. 13, 1964, Л., с. 200-208.

107. Митин Н.Е. Размещение нефтяных, газоконденсатных и газовых залежей Западного Предкавказья в зависимости от термодинамических условий. "Геология нефти и газа", 1974, № 6, с. 22-25.
108. Михалькова В.Н., Митрофанов В.З., Филиппов В.П., Куклинский А.Я. О возможности существования нефтей на больших глубинах в пределах древних платформ. Тезисы УШ Международного конгресса по органической геохимии, М., изд-во ИГиРГИ, 1977, с. 160-161.
109. Нагорный В.Н., Нагорный Ю.Н. К вопросу о количественной оценке роли времени в процессе регионального метаморфизма. "Химия твердого топлива", 1974, № 4, с.
110. Наливкин В.Д., Иванцова В.В., Калмыков Г.С. и др. Связь нефтегазоносности со стадиями катагенного преобразования пород (на примере Тимано-Печорской провинции). В кн. "Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых". М., изд-во "Наука", 1973, с. 61-71.
111. Наливкин В.Д., Лазарев В.С., Белонин М.Д., Сверчков Г.П. Задачи и критерии количественного прогнозирования в слабоизученных регионах. "Геол. нефти и газа", 1976, № 5, с. 19-23.
112. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Изд. 2-е, Л., "Недра", 1969, с. 240, с ил.
113. Неручев С.Г., Парпарова Г.М. Роль геологического времени в процессах метаморфизма углей и рассеянного органического вещества пород. "Геология и геофизика", 1972, № 10, с. 3-11.
114. Неручев С.Г. К изучению главной фазы нефтеобразования. В кн. "Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых". М., "Наука", 1973, с. 43-49.
115. Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н. Главная фаза газообразования - один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого РОВ. Геология и геофизика, 1973, № 10, с. 14-18.
116. Неручев С.Г., Парпарова Г.М. Основные закономерности катагенетических преобразований углей и РОВ. В кн. "Генерация углеводородов в процессе катагенеза осадков". М., "Недра", 1976, с. 31-45.
117. Неручев С.Г. Генетические основы прогноза нефтегазоносности и оценка прогнозных запасов нефти и газа. Тезисы докл. Всесоюз. семинара "Критерии и методы прогноза нефти и газа", Л., Изд-во ВНИГРИ, 1976, с. 95.
118. Оленин В.Б. Нефтегеологическое районирование по генети-

- ческому принципу. "Недра", 1977, 224 стр.
- I19. Олли И.А. Органическое вещество и битуминозность осадочных отложений Сибири (по результатам люминесцентно-микроскопического метода). М., "Наука", 1975, 132 стр.
- I20. Парпарова Г.М. Характеристики рассеянного органического вещества пород петрографическим методом. Автореферат кандидатской диссертации. М., 1966, 23 стр.
- I21. Парпарова Г.М. Закономерности изменения петрографических и химических показателей микрокомпонентов сапропланктонитового РОВ и диагностика стадий его метаморфизма. В сб. "Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков". Изд-во "Наука", Новосибирск, 1976, стр. 45-98.
- I22. Парпарова Г.М., Неручев С.Г. Использование некоторых микрокомпонентов рассеянного органического вещества пород в качестве индикаторов метаморфизма. Труды ВНИГРИ, 1973, вып. 345, стр. 19-22.
- I23. Пономарева М.Н., Бочкова Ю.Д., Тер-Исраилян Т.М., Давилова А.А. Угол между оптическими осями в витринитах углей Донецкого бассейна. Геологический журнал, 1972, № 5, с.
- I24. Польстер Л.А., Висковский Ю.А., Садыкова П.И. и др. Некоторые закономерности размещения скоплений углеводородов в нефтегазоносных бассейнах. М., "Недра", 1976, 133 стр.
- I25. Польстер Л.А., Висковский Ю.А., Садыкова П.И. Историко-генетический метод изучения нефтегазоносных бассейнов. В кн. "Условия образования нефти и газа в осадочных бассейнах". М., "Наука", 1977, с. 56-64.
- I26. Раабен В.Ф. Вертикальная зональность генерации и аккумуляции нефти и газа и классификация нефтегазоносных территорий. В кн. "Условия образования нефти и газа" в осадочных бассейнах". М., "Наука", 1977, с. 187-204.
- I27. Радченко О.А. К вопросу о механизме нефтеобразования. ДАН СССР, 1968, том 182, № 1, с. 193-196.
- I28. Ринша Л.А. Палинологическое обоснование стратификации и палеогеографических особенностей нижнего мела Северо-Западного Кавказа и Западного Предкавказья. Автореферат кандидатской диссертации. Ростов-на-Дону, 1972, 22 стр.
- I29. Радченко О.А., Парпарова Г.М., Лебедев Б.А. и др. Об особенностях углефикации сапропелевых углей, горючих сланцев и рассеянного органического вещества пород. В сб. "Органическое вещество в геологических процессах". Л., Труды ВСЕГЕИ, 1975, том 261, с. 21-38.
- I30. Ровнина Л.В., Ручнов В.И. Некоторые палинологические аспекты диагностики нефтегазоматеринских отложений. Тезисы семинара "Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики". Изд-во МГУ, 1977, стр. 146-147.

131. Ровнина Л.В., Ручнов В.И. Палинология в диагностике нефтегазоматеринских отложений. Тезисы докладов УШ Международного конгресса по органической геохимии. Том I, М., 1977, с.129-130.
132. Рогозина Е.А. Газовая фаза различных типов рассеянного органического вещества (на примере Западно-сбирских мезозойских аргиллитов). В кн. "Генезис нефти и газа". М., "Недра", 1967, с.82-86.
133. Рогозина Е.А., Наливкин В.Д., Неручев С.Г., Радченко О.А., Успенский В.А. Этапы газообразования и их влияние на распределение нефти и газа. В кн. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". Изд-во "Наука", 1977, с.36-44.
134. Романкевич Е.А. Геохимия органического вещества в океане. Изд-во "Наука", М., 1977, с.87-89.
135. Ручнов В.И. О главной фазе нефтеобразования в нижнемеловых отложениях восточной части Западно-Кубанского прогиба и перспективах нефтегазоносности Шанеуго-Апшеронского погребенного поднятия. В сб. НСО № 9, 1973, изд-во МГУ, с.139-152.
136. Ручнов В.И., Емец Т.П., Лопатин Н.В. К применению радиооптической спектроскопии для изучения преобразования органического вещества. В сб. "Исследования органического вещества современных и ископаемых осадков", М., "Наука", 1976, с.336-342.
137. Ручнов В.И. Пространственно-временное положение главной зоны нефтеобразования. В сб. "Методика поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений и экономическая оценка геологоразведочных работ", труды ВНИГНИ, вып.169, 1975.
138. Ручнов В.И. Возможности микроспектрофлуоресцентных исследований споринита для выявления зон нефтегазообразования. В сб. "Геология нефтяных и газовых месторождений", М., 1976, с.116-121.
139. Ручнов В.И. Абсорбция споринита в видимой области как показатель катагенеза. Тезисы У Всесоюзного семинара "Органическое вещество в современных и ископаемых осадках и методы его изучения". Изд-во МГУ, 1976, с.109-111.
140. Ручнов В.И. Абсорбция споринита в видимой области как показатель катагенеза ископаемого органического вещества. Известия высш.учебн.завед., серия "Геология и разведка", 1977, № I, с.26-30.
141. Ручнов В.И. Микроскопические методы исследования ископаемого органического вещества при поисках нефти и газа. В кн. "Актуальные вопросы геологии нефти и газа". Изд-во ИГиРГИ, 1978, с.118-123.
142. Ручнов В.И. К определению стадий катагенеза органического вещества осадочных формаций по оптическим свойствам спорополенина (на примере Азово-Кубанского бассейна). Тезисы

Всес. семинара "Осадочные формации и их нефтегазоносность". Изд-во МГУ, 1978, с.200-202.

- I43. Ручнов В.И., Назаревич И.А., Смирнова С.Б. Инструментально-микроскопические исследования микрофитофоссилий (на примере месторождения Северный Русский Хутор). В кн. "Накопление и преобразование органического вещества современных и ископаемых осадков", "Наука", 1978, с.193-196.
- I44. Рябева Е.Г. Измерение отражательной способности прозрачных и полупрозрачных минералов. В сб. "Труды УШ конференции молодых исследователей ВИМСа", секция минералогии, изд-во ВИМС, М., 1969, с.82-90.
- I45. Савченко В.П. Условия формирования залежей газа и нефти при их струйной миграции в водонасыщенных породах. "Труды ВНИИГаз", 1958, вып.ХІУ, с.26-48.
- I46. Саркисян И.С. Исследование рассеянных битумов с помощью ультрафиолетовой микроскопии. Изд-во "Наука", 1970, стр. 77.
- I47. Сарбеева Л.И., Крылова Н.М. Оптические свойства углей и эпигенез вмещающих пород. Изд-во "Недра", 1975, с.54-74.
- I48. Сарбеева Л.И., Крылова Н.М. Отражательная способность микрокомпонентов углей метаморфического ряда. В сб. "Вопросы метаморфизма углей и эпигенеза вмещающих пород", М., "Наука", Л., 1968.
- I49. Сарбеева Л.И. К методике измерения отражательной способности углей. В кн. "Материалы к ІХ совещанию работников лабораторий геологических организаций". Л., "Недра", 1965
- I50. Соколов В.А. Очерки генезиса нефти. М., Гостоптехиздат, 1948, 460 стр.
- I51. Соколов В.А. Геохимия природных газов. М., изд-во "Недра", 1971, 334 стр.
- I52. Соколов В.А. Эволюция осадочных бассейнов и ее значение для оценки перспектив их нефтегазоносности. Автореферат на соискание степени д.г.-м.н. М., 1977, с.44.
- I53. Соколов В.А. Геологические условия нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции на древних платформах. Изв. высш. учебн. заведений, серия геол., № 5, 1976, с.13-20.
- I54. Станов В.В. Уравнение метаморфизма углей. Докл. АН СССР, 1972, том.207, № 5, с.1200-1203.
- I55. Старобинец И.С. Геолого-геохимические особенности газоконденсатов. Л., Изд-во "Недра", 1974, с.149.
- I56. Старобинец И.С. О влиянии мацерального состава углей на углеводородообразование. Изв. ВУЗов, геология и разведка, № 3, 1978, с.45-52.

157. Старобинец И.С., Чахмахчев В.А. Генетические типы и геохимические аспекты формирования газоконденсатных залежей. Тезисы докл. VIII Международного конгресса по органической геохимии. М., 1977, т.1, с.199-200.
158. Строганов В.П. О главных фазах генерации газообразных и жидких углеводородов. Советская геология, 1973, № 9, с.65-75.
159. Строганов В.П. Общая геолого-геохимическая схема отдельного формирования зон газонакопления и нефтенакпления в осадочном чехле. В кн. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений." М., изд-во "Наука", 1977, с.169-176.
160. Трофимук А.А., Конторович А.Э., Вышемирский В.С. Успехи органической теории происхождения нефти. В кн. "Современные проблемы геологии, геохимии горючих ископаемых". М., "Наука", 1973, с.32-49.
161. Успенский В.А., Радченко О.А., Горская А.И., Шishкова А.П. Методы битуминологических исследований. Задачи исследований и пути их разработки. Л., "Недра", 1975, 319 стр., с.140-143.
162. Успенский В.А. Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме. Изв. АН СССР, серия геол., 1954, № 6, с.94-101.
163. Чайковская Э.В. Качественная и полуколичественная оценка газоносности глубоких горизонтов разновозрастных нефтегазоносных бассейнов СССР. В кн. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., изд-во "Наука", 1977, с.169-176.
164. Федоров С.Ф., Чахмахчев В.А., Яковлев Б.М. Формирование нефтяных и газоконденсатных залежей в Западном Предкавказье. М., "Наука", 1968, 127 стр.
165. Ферсман А.Е. Избранные труды. т.У, 1959, с.843.
166. Флоровская В.Н., Овчинникова Л.И. Люминесцентная микроскопия битуминозных веществ. Изд-во МГУ, 1970, 85 стр.
167. Хаин В.Е., Соколов Б.А. Современное состояние и дальнейшее развитие учения о нефтегазоносных бассейнах. В сб. "Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых". М., "Наука", 1973, с.94-108.
168. Шаулов М.А. Анастасиевско-Троицкое месторождение в свете новых данных. В кн. "Проблемы нефтегазоносности Краснодарского края", М., "Недра", 1973, с.111-118.
169. Шарданов А.И. Тектоника Западного Предкавказья и Северо-Западного Кавказа. В кн. "Вопросы геологии и нефтегазоносности Краснодарского края". М., "Недра", 1966, с.15-32.
170. Шаспольская М.П. Кристаллография. Изд-во "Высшая школа", М., 1976, с.224-226.

171. Шумская Н.И., Клейнбок В.Е., Александрова Н.П. Изучение отражательной способности рудных минералов. Изд-во ВСЕГЕИ, Л., 1971, с.3-79.
172. Юдин Г.Т., Данков Б.С., Жабрева П.С. и др. Нефтегазоносность триаса Предкавказья. М., "Наука", 1974, с.87.
173. Юдин Г.Т. Зоны нефтегазоаккумуляции Предкавказья. М., "Наука", 1977, с.86.
174. Alpern B. Fluorescence of reflectance de la matiere organique dispersee et evolution des sediments. Bull. du Centre de Recherches Pau-SNPA, 1976, v.10, N 1, pp.201-218.
175. Bostic N.H., Foster J.N. Comparison of vitrinite reflectance in coal seams and perogen of sandstones, shales, and limestones in the same part of a sedimentary section "Colloque International", "Petrographie de la matiere organique des sediments", Paris, 1975, pp.13-25.
176. Brooks J., Shaw G. Geochemistry of sporopollenin Ghem. Geol., 1972, v.10, N 1, pp.69-87.
177. Brooks J., Shaw G. Chemical Structure of pollen walls and a new function for carotinoide. Nature, 1968, v.219, N 5133, pp.723-734.
178. Correia M., Peniquel G. Etude microscopique de la matiere organique-ses application à l'exploration petroliere. Bull. Centre Rech., Pau.-SNPA., 1975, v.9, N 2, pp.100-126.
179. Chandra D. Use of reflectance in evaluating temperature of carbonized or termally metamorphosed coals. Fuel. v.44, N 3, 1965, pp.171-176.
180. Chandra D. Refractive indices of coales carbonized under pressure. - "Econ. Geol.", 1969, v.64, N 3, pp.338-340.
181. Correia, M., 1967, Relations possibles entre l'état de conservation des éléments figurés de la matiere organique (microfossiles palynoplantologiques) et l'existence de gisements d'hydrocarbu: res: Inst. Francais Petrole Rev., V. 22, p.1285-1306 (in French).
182. Coal petrography. ISO/TC 27, 1180, 1976, p.44
183. Cook A.C., Myrchison D.C. Scott E. Optical diaxial antracitic vitrinites. Fuel, 51, N 3, 1972, pp.180-184.
184. Durand B. Indices optiques, potentiel petrolier et histoire thermeque des sediments. Pétrogr. matiere org. sediments, relat. paleotemp. et potent, pétrol. Paris, 1975, pp.205-215.
185. Demaison G.J. Relationships of coal rank to paleotemperatures in sedimentary rocks. In: "Petrographie de la matiere organique des sediments relations avec la paleotemperature et le potentiel petrolier. "Colloque international.Paris 1973, 1973, C.N.R.S., Paris, 1975, pp.217-224.

186. Gijrel Van P. Polychromatic UV-fluorescence microphotometry of fresh and fossil plant substances, with special reference to the location and identification of dispersed organic material in rocks. In: "Petrographie de la matiere organique des sediments, relations avec la paleotemperature et le potentiel petrolier". Paris, 1975, pp.67-91.
187. Gijrel Van P. Review of the UV-fluorescence microphotometry of fresh and fossil exines and exosporia in J. Brooks et al: "Sporopollenin", Academic, Academic Press, 1971, pp. 659-685.
188. Gutjahr C.C.M. Carbonization measurements of pollen-grains and spores and their application. Leidze geologische mededelingen, vol. 38, 1966, pp. 1-29 (published separately 8.6.1966),
189. Grayson J.F. Relationship of palynomorph translucency to carbon and hydrocarbons in clastic sediments. Coll. Int. Petrogr. matiere organique des sediments. Edit. NRS, Paris, 1975, p.261-273.
190. Hacqulbard P.A. Pre and postdeformational coalification and its significance for oil and gas exploration. Colloque International "Petrographie de la matiere organique des sediments", Paris, 1975, pp.225-241.
191. Helling D., Teichmüller M. Die Grenze Montmorillonite-Mixed Lauer-Minerale und ihre Beziehung zu Inkohlungen in der Grauen Schichtenfolge des oligozäns in Oberrheingraben. Fortschr., Geol. Reinld. und Westt. 24. Krejeld, 1974, pp.113-128.
192. Hood A., Gutjahr C.C.M., Heacock R.L. Organic Metamorphism and the Generation of Petroleum. A.A.P.G. Bul., 1975, v.59, N 6, p.986-996.
193. Homann W. Zum spektrale Fluoreszenz-Verhalten des sporinitis in Kohlen-Anschliffen und seine Bedeutung für die Inkohlungsgrad-Bestimmung. Report to the 25th Meeting Int. Comm. Coal Petrology, Belgrade, 1972 (Inedit).
194. Internationales Lexikon für Kohlenpetrologie. Central National de la Recherche Scientifique, Paris, 1971, S.274.
195. Kjellström G., Ordovician Microplancton (Baltisphaerids) from the Grötlingbo Borehole N 1 in Gotland, Sweden. Sveriges Geolog. Undersökning ser. C, N 655, Arsbok 65, N 1, 1971, pp. 1-75.
196. MacCartney J.T., Teichmüller M. Classification of coals according to degree of coalification by reflectance of the vitrinite component. Fuel, 1972, v.51, January, pp. 64-68.
197. Ottenjann K., Teichmüller M., Wolf M. Spectral fluorescence measurements of sporinites in reflected light and their applicability for coalification studies. "Petrogr. matiere org. sediments, relat. paleotemp. et potent. petrol.", Paris, 1975, pp. 49-64, Disc. 64-65.

198. Raynaud J.F., Robert P. Les methode d'etude optique de la matiere organique. Optical methods of studying orgonic matter. "Bull. Centre. Rech. Pau-SNPA". 10, 1, 1976, p. 109-127.
199. Robert P. Analyse microscopique des charbon set des bitumes dispersés dans les roches et mesure de leur pouvoir reflecteur. "Advances in organic Geochemistry", 1974, p.549-569.
200. Rogers H.D. On the distibition and probably origer of the petroleum or rock, oil, of Pennsylvania, New York, and Ohio, Proc., philos., Soc. Glasgow, 4, London-Glasgow, 1860, pp.355-359.
201. Staplin F.L. Sedimentary orgonic matter, orgonic metamorphism, and oil and gas occurence. Bull. Canadian Petroleum Geology. 1969, vol. 17, N 1, p.47-66.
202. Stach. Stach's teexbook of coal petrology 2nded Gebrüder Bortraeger Stuttgart, 1975, pp. 47-59.
203. Strohl M.L., Seikel M.K. Polyphenols of pine pollens-Phytochemistry, 4, 1965, p. 383.
204. Teichmüller M. Metamorphisme du charbon et prospection du petrole.-Rev. ind. mineral, numero spec., 1958, p. 99-113.
205. Teichmuller M. "Application of coal petrographical methods in oil and gas exploration.", Erdol Kohle/Brennstoff-chemie, v.24, N 2, 1971, p.69-76.
206. Teichmuller M. Generation of petroleum-like substances in coal seams as seen under the microscope. In: Advances in organic geochemistry, 1973, Congr. Int. Geochim organ., 6th, Rueil-Malmaison, 1973, Actes, v.1, p.379-407.
207. Ting F.T.C., Lo H.B. Fluorescence characteristics of thermo-altered exinite (sporihites), Fuel, 1975, vol.54, p.201-204.
208. Teichmuller M. Application of fluorescence microscopy in coal petrology and oil exploration, Journal of Microscopy, vol. 109, 1977, pp.49-73.
209. White D. Metamorphism of orgonic sediments and derived oils. Amer. Ass. Petrol. Geol. Bull., 1935, v.19, N 3, pp.589-617.
210. Jacob H. Kombination von Fluorescenz-und Reflexions-Mikroskopphotometrie der orgonischen stoffe von Sedimenten und Böden. Leitz-Mitt. (U.Technik), 1973, Bd., VI, N 1, S.21-27.

Фондовые работы

- I. Аммосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П и др. Палеогеотермические особенности нефтегазоносных отложений древних и молодых платформ. Отчет по теме: I.2I.08
295 1977, ВГФ, 199 стр.
2. Дьяконов А.И. и др. Отчет по теме 050028/76, том III. Геологическое обоснование основных направлений размещения поисково-разведочных работ, разработки практических рекомендаций и проекта плана бурения на 1978г. Фонды КраснодарНИПИНефть, 1977.
3. Дьяконов А.И. и др. Отчет по теме 25/70. Тектоническая карта Краснодарского края (Западное Предкавказье и Северо-Западный Кавказ) в масштабе 1:200000. Фонды КраснодарНИПИНефть, 1974, 175 стр.
4. Егоян В.Л. и др. Отчет по теме 7/64. Стратиграфия и литология мезозойских и кайнозойских отложений Краснодарского края. Том II, 1965, 278 стр.
5. Егоян В.Л., Богданович А.К., Буряк В.И. и др. Каталог стратиграфических разбивок разрезов скважин Краснодарского края. Отчет по теме 80.05.03.74, фонды КраснодарНИПИНефть, 1975, 185 стр.
01.66.22
6. Косовой Л.С., Рудаевская В.А. Стратиграфия и литофации доверхнепалеозойских отложений осадочного чехла Мезенской синеклизы по данным параметрического бурения. Отчет по теме Б.1.4
101(5) 26-2(130), ВНИГРИ, Л., 1975, 363 стр.
7. Котов В.С. и др. Отчет по теме 05002/71. Закономерности размещения и условия формирования нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений Западного Предкавказья. Фонды КраснодарНИПИНефть, 1972, 235 стр.
8. Котов В.С. и др. Научно-технический отчет по этапу III темы 2/73. Пластовые давления и температура Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна. Фонды КраснодарНИПИНефть, 1973.
9. Котов В.С., Ермолаев В.Г., Федотова С.А. Отчет по теме 80.01.05.74. Выявление гидрогеологических и геохимических критериев перспектив нефтегазоносности с учетом геологических особенностей строения территории Краснодарского края. Фонды КраснодарНИПИНефть, 1976г.
01.55.22
10. Котов В.С. и др. Отчет по теме 2/73. Гидрогеологические и геохимические особенности мезозойско-кайнозойских отложений перспективных площадей Краснодарского края. Фонды КраснодарНИПИНефть, 1974г.
- II. Митин Н.Е. и др. Прогнозная оценка нефти и газа в территории Краснодарского края по состоянию на I.01.74г. Отчет по теме 050028/13. Фонды КраснодарНИПИНефть, 1974г.

12. Неручев С.Г. и др. Стадийность и количественная сторона генерации жидких и газообразных углеводородов в связи с критериями раздельного прогноза на нефть и газ. Отчет по теме П.Б.1.1
101(1) 14-1/339. Л., Фонды ВНИГРИ, 1978, 300 стр.
13. Панченко А.С. и др. Оценка прогнозных запасов горючих газов, конденсата, сероводорода Северного Кавказа, включая Ростовскую область, Калмыкскую АССР. ВГФ, 1975г.
14. Шарданов А.Н. Отчет по теме 1/64. Изучение закономерностей размещения скоплений нефти и газа в связи с оценкой прогнозных запасов в Краснодарском крае. Фонды КраснодарНИПИНефть, 1966г.
15. Чаицкий В.П., Митин Н.Е. Отчет по теме. Изучение коллекторов и покрышек осадочных формаций юры, мела и палеогена Западного Предкавказья в связи с нефтегазоносностью глубокопогруженных зон. Фонды КраснодарНИПИНефть, 1976г.
16. Чаицкий В.П. и др. Отчет по теме $\frac{80.02.06.74}{01.55.22}$. Изучение коллекторов и покрышек осадочных формаций юры, мела и палеогена Западного Предкавказья в связи с нефтегазоносностью глубокопогруженных зон. Фонды КраснодарНИПИНефть, 1976г.
17. Чаицкий В.П. Отчет по теме 3/72. Изучение коллекторских свойств пород мезокайнозоя в связи с прогнозом нефтегазоносности больших глубин в Краснодарском крае. Фонды КраснодарНИПИНефть, 1973г.