

А. Н. ФОМИН

**КАТАГЕНЕЗ
И ПЕРСПЕКТИВЫ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ПАЛЕОЗОЯ**

**на юго-востоке
западно-сибирской
плиты**

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ТРУДЫ ИНСТИТУТА ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ
Выпуск 537

А. Н. ФОМИН

КАТАГЕНЕЗ
И ПЕРСПЕКТИВЫ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ПАЛЕОЗОЯ
НА ЮГО-ВОСТОКЕ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ
ПЛИТЫ

Ответственный редактор
д-р геол.-мин. наук, проф. В. С. Вышемирский



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
Новосибирск•1982

УДК 553.98:552.16/73 (571.14+571.16)

Фомин А.Н. Катагенез и перспективы нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской плиты. - Новосибирск: Наука, 1982.

Комплексом современных методов, в основном углелетрографических, изучен катагенез палеозойских отложений, слагающих складчатый фундамент и промежуточный тектонический комплекс юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская и Новосибирская области). На обширном фактическом материале апробирована методика исследования оптических свойств рассеянного органического вещества в шлифах и аншлифах из ненарушенной породы. Для диагностики стадий катагенеза использовалась отражательная способность витринита и других микрокомпонентов (псевдовитринита, семивитринита, семифузинита и фузинита). Выявлены соотношения в интенсивности катагенеза платформенного чехла, складчатого фундамента и промежуточного тектонического комплекса. Выделено шесть районов, различающихся по степени катагенеза палеозойских отложений, а следовательно, и по перспективности на нефть и газ. Установлено, что на большей части исследованной территории развиты мощные толщи палеозойских отложений, верхняя часть которых (до 2 км) по условиям катагенеза благоприятна для образования и сохранения залежей нефти и газа.

Книга предназначена для специалистов в области нефтяной геологии и геохимии рассеянного органического вещества.

Табл. 12. Ил. 27. Библиогр. 122.

1904050000-879
Ф ~~055(02)-82~~ 347-82, кн. 2.

© Издательство "Наука", 1982 г.

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы интенсивно изучаются перспективы нефтегазоносности промежуточного тектонического комплекса на юго-востоке Западно-Сибирской плиты. Этот эпигеосинклинальный палеозойский комплекс является новым, самостоятельным объектом нефтепоисковых работ, реализация ресурсов которого сможет внести существенный вклад в развитие нефтегазовой промышленности Западной Сибири. Уже ряд лет исследуются его геологическое строение, литологический состав, стратиграфический объем, особенности тектоники и другие вопросы. Наибольший интерес для поисков залежей нефти и газа представляет преимущественно карбонатная толща среднепалеозойского возраста.

Данная работа лишь часть коллективных главным образом геохимических исследований, проведенных в Институте геологии и геофизики СО АН СССР под руководством А.А. Трофимука и В.С. Вышемирского. Автором изучалось рассеянное органическое вещество (РОВ) доюрских отложений – его генетический тип и степень катагенетической преобразованности. В решении проблемы нефтегазоносности промежуточного комплекса диагностика катагенеза РОВ имеет важное значение. Однако по этому вопросу имелись лишь отдельные и зачастую противоречивые сведения, что затрудняло их практическое использование.

Материалом для исследования были образцы керн с 400 скважин более чем по 180 разведочным площадям (рис. 1). Общая территория (более 150 тыс. км²) охватывает значительную часть Томской области и прилегающие районы Новосибирской. Основным методом – углетрографическим – изучено около 1000 образцов пород. Более чем в 600 пробках определены другие параметры, характеризующие степень катагенеза РОВ: ИК-спектры автохтонных битумоидов, термограммы пород, элементный состав керогена, плотность аргиллитов. Использованы также материалы по геохимии органического вещества и геологии доюрских отложений, накопленные в лабораторий геохимии горючих ископаемых Института геологии и геофизики СО АН СССР.

В процессе подготовки монографии автор советовался и консультировался с А.В. Аксариним, В.И. Горшковым, А.Э. Конторовичем, В.Л. Кокуновым, Е.С. Ларской, Н.В. Лопатиным, А.В. Жуковой.

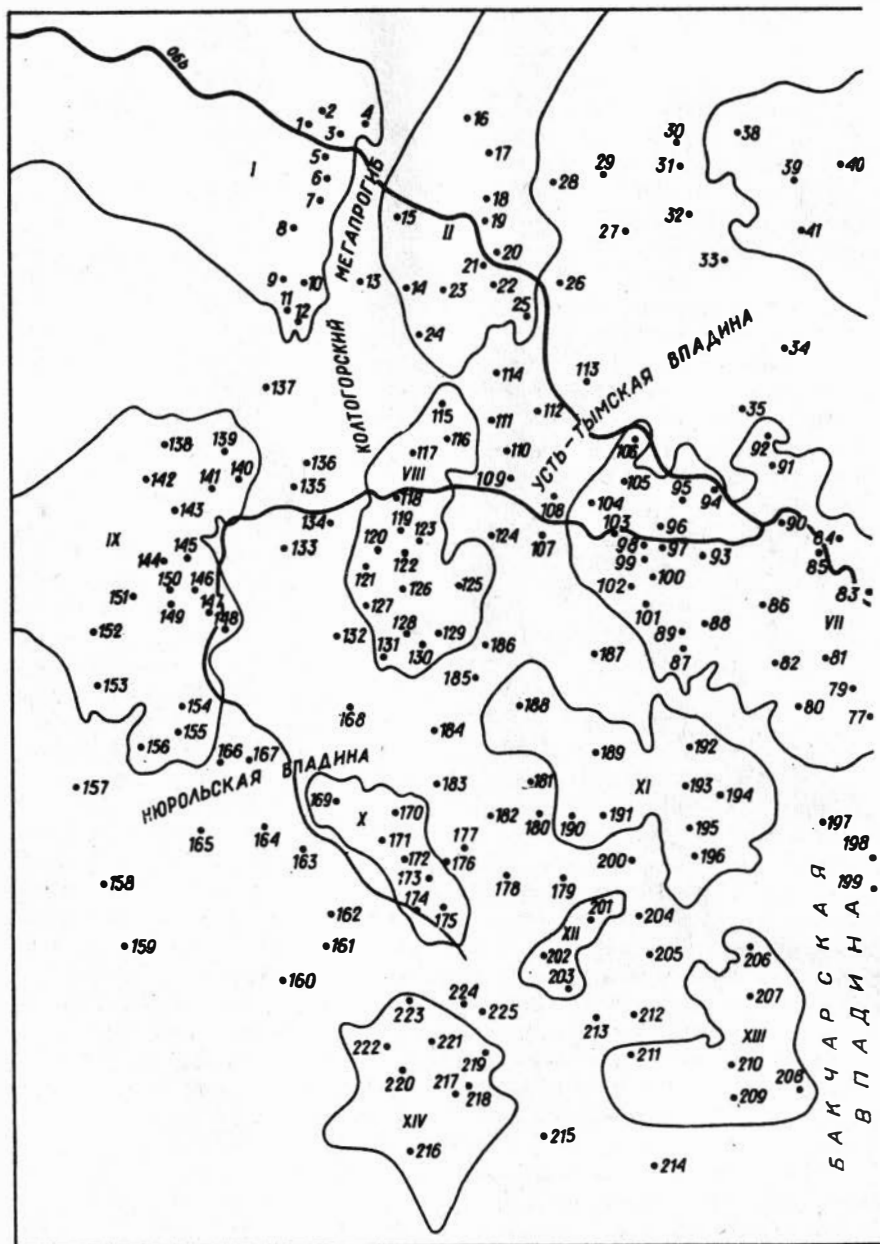
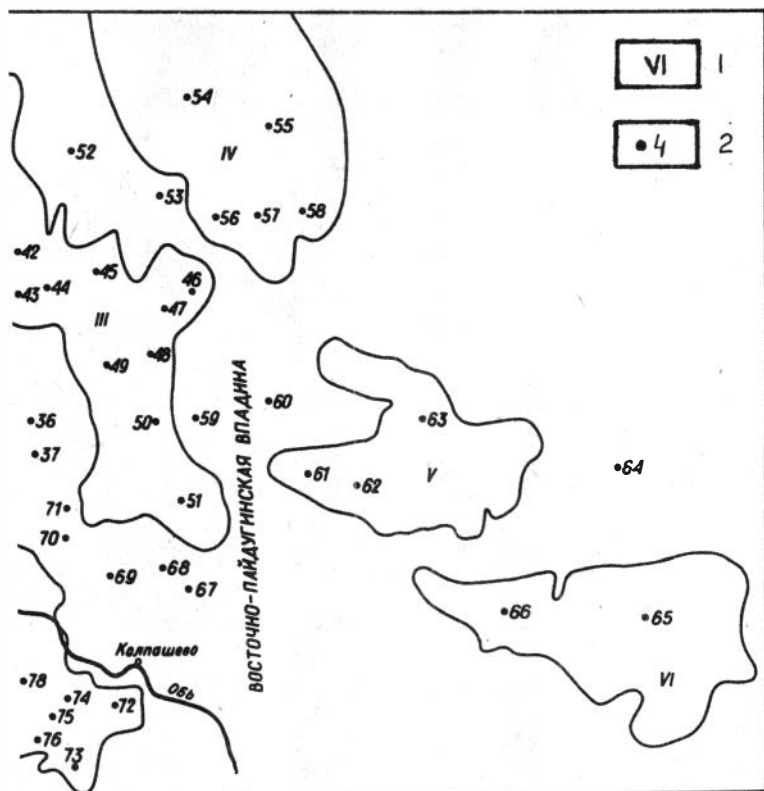


Рис. 1. Обзорная схема территории исследования.

1 - крупные мезозойские поднятия: 1 - Нижне-Вартовский свод, II - Александровский мегавал, III - Пайдугинский мегавал, IV - Ажарминский мегавал, V - Владимирский свод, VI - Сте-



пановский свод, VII - Парабельский мегавал, VIII - Средне-Васюганский мегавал, IX - Каймысовский свод, X - Лавровский вал, XI - Пудинский мегавал, XII - Казанский вал, XIII - Калгачский выступ, XIV - Межовский свод;

2 - локальные поднятия (разведочные площадки): 1 - Соснинская, 2 - Советская, 3 - Медведевская, 5 - Южно-Соснинская, 4 - Стрежевая, 6 - Малореченская, 7 - Аленкинская, 8 - Комсомольская, 9 - Верхне-Колтогорская, 10 - Квартовая, 11 - Кедровская, 12 - Матюшкинская, 13 - Саймовская, 14 - Колтогорская, 15 - Александровская, 16 - Северная, 17 - Таежная, 18 - Чебачья, 19 - Лукашкин-Ярская, 20 - Назинская, 21 - Западно-Назинская, 22 - Южно-Назинская, 23 - Полуденная, 24 - Ильякская, 25 - Амбарская, 26 - Никольская, 27 - Вартовская, 28 - Нань-Яхская, 29 - Мыгытынская, 30 - Эмторская, 31 - Линей-

Окончание подписи рис. 1

ная, 32 - Тунгольская, 33 - Киев-Еганская, 34 - Вертолетная, 35 - Можанская, 36 - Чунжельская, 37 - Унжинская, 38 - Сибкраевская, 39 - Малочимулякская, 40 - Чимулякская, 41 - Пульсецкая, 42 - Колонковая, 43 - Напасская, 44 - Косецкая, 45 - Кананакская, 46 - Семиречная, 47 - Граничная, 48 - Пайдугинская, 49 - Апрельская, 50 - Береговая, 51 - Куржинская, 52 - Громовская, 53 - Лымбельская, 54 - Северо-Лымбельская, 55 - Ванжильская, 56 - Корбыльская, 57 - Западная, 58 - Ажарминская, 59 - Комарная, 60 - Еланская, 61 - Няргинская, 62 - Мартовская, 63 - Вездеходная, 64 - Ярская, 65 - Чачанская, 66 - Карбинская, 67 - Северо-Колпашевская, 68 - Миасовская, 69 - Песчаная, 70 - Зайкинская, 71 - Пиковская, 72 - Колпашевская, 73 - Поскоевская, 74 - Нартовская, 75 - Утиная, 76 - Западно-Колпашевская, 77 - Овражная, 78 - Инкинская, 79 - Тайжинская, 80 - Шудельская, 81 - Восточно-Сенькинская, 82 - Верхне-Карзинская, 83 - Басмасовская, 84 - Нарымская, 85 - Парабельская, 86 - Калчанская, 87 - Верхне-Сенькинская, 88 - Чановская, 89 - Западно-Сенькинская, 90 - Каргасокская, 91 - Тибинакская, 92 - Бортовая, 93 - Кочебидовская, 94 - Киндальская, 95 - Каргинская, 96 - Северо-Сильгинская, 97 - Усть-Сильгицкая, 98 - Сильгинская, 99 - Средне-Сильгинская, 100 - Белоярская, 101 - Южно-Сильгинская, 102 - Западно-Сильгинская, 103 - Снежная, 104 - Ураловская, 105 - Тростниковая, 106 - Усть-Тымская, 107 - Лесная, 108 - Летняя, 109 - Головная, 110 - Межозерная, 111 - Передовая, 112 - Трассовая, 113 - Мурасовская, 114 - Чкаловская, 115 - Айгольская, 116 - Северо-Васюганская, 117 - Кильсинская, 118 - Средне-Васюганская, 119 - Северо-Пуглалымская, 120 - Пуглалымская, 121 - Ключевская, 122 - Средне-Нюрольская, 123 - Усть-Пуглалымская, 124 - Северо-Мыльджинская, 125 - Мыльджинская, 126 - Гужихинская, 127 - Колотушная, 128 - Чарымовская, 129 - Южно-Мыльджинская, 130 - Верхне-Салатская, 131 - Речная, 132 - Куланская, 133 - Южно-Черемшанская, 134 - Пионерская, 135 - Черемшанская, 136 - Ломовая, 137 - Ледовая, 138 - Аэросейсмическая, 139 - Оленья, 140 - Озерная, 141 - Катыльгинская, 142 - Весенняя, 143 - Первомайская, 144 - Волковская, 145 - Лонтын-Яхская, 146 - Кельватская, 147 - Ново-Васюганская, 148 - Поселковая, 149 - Шахматная, 150 - Западно-Кельватская, 151 - Дальняя, 152 - Северо-Карандашовская, 154 - Моисеевская, 155 - Карандашовская, 156 - Крапивинская, 157 - Кулайская, 158 - Литковская, 159 - Баклянская, 160 - Бочкаревская, 161 - Чековская, 162 - Зимняя, 163 - Пешеходная, 164 - Таловская, 165 - Игольская, 166 - Восточно-Моисеевская, 167 - Поньежая, 168 - Фестивальная, 169 - Майская, 170 - Чагвинская, 171 - Еллейская, 172 - Еллей-Игайская, 173 - Водораздельная, 174 - Лосинская, 175 - Верхне-Васюганская, 176 - Южно-Урманская, 177 - Урманская, 178 - Нижне-Табаганская; 179 - Калиновая, 180 - За-

падно-Останинская, 181 - Северо-Останинская, 182 - Тамбаевская, 183 - Нюльгинская, 184 - Квензерская, 185 - Шингинская, 186 - Кыкинская, 187 - Соболиная, 188 - Лугинецкая, 189 - Юбилейная, 190-Останинская, 191 - Мирная, 192 - Боровая, 193 - Чинжарская, 194 - Горело-Ярская, 195 - Комбарская, 196 - Верхне-Комбарская, 197 - Западно-Крыловская, 198 - Крыловская, 199 - Южно-Крыловская, 200 - Рогалевская, 201 - Казанская, 202 - Таволгинская, 203 - Ракитинская, 204 - Со-мовская, 205 - Олимпийская, 206 - Кенгская, 207 - Парбигская, 208 - Рябиновая, 209 - Сибирская, 210 - Верхне-Кенгская, 211 - Западно-Калгачская, 212 - Пограничная, 213 - Тайдас-ская, 214 - Тенисская, 215 - Ново-Троицкая, 216 - Тартасская, 217 - Восточно-Межовская, 218 - Веселовская, 219 - Бергуль-ская, 220 - Межовская, 221 - Ургульская, 222 - Северо-Ме-жовская, 223 - Братская, 224 - Малоичская, 225 - Верх-Тарская.

В.И. Ручновым, З.Я. Сердюк, П.А. Трушковым, А.С. Фомичевым, О.П. Четвериковой, В.П. Шориным. Большую помощь в освоении ме-тодик оказали Г.М. Парпарова и В.Ф. Шугуров. Автор считает сво-им долгом выразить всем этим товарищам глубокую благодарность.

За постановку задачи, повседневное внимание в период рабо-ты над темой автор выражает искреннюю признательность доктору геолого-минералогических наук, профессору В.С. Вышемирскому.

ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ
ПО ПРОБЛЕМЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
НА ЮГО-ВОСТОКЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Историю исследования перспектив нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской плиты можно подразделить на три периода.

Первый период - до начала 50-х годов. Еще не были конкретно определены перспективы нефтегазоносности ни палеозойских, ни мезозойских отложений, но на основании имевшихся довольно ограниченных материалов, они оценивались положительно. Причем многими исследователями отдавалось предпочтение палеозойским отложениям, так как по обрамлению Западно-Сибирской низменности в них обнаружили признаки нефти и газа.

Второй период - середина 50-х - конец 60-х годов. В связи с открытием ряда нефтяных и газовых месторождений в мезозойско-кайнозойском платформенном чехле и выявлением нефтепроизводящих свойств мезозойских отложений интерес к палеозойской нефти существенно ослабел и бурение на палеозой с целью поисков залежей углеводородов в рассматриваемом районе практически не проводилось. Перспективы его обсуждались только в отдельных работах и в самой общей форме.

Третий период - 70-е годы. В начале 70-х годов появились первые геохимические материалы, свидетельствующие о возможной нефтегазоносности палеозойских отложений. На ряде площадей получены притоки нефти и газа из верхней части промежуточного тектонического комплекса. Начинается изучение перспектив нефтегазоносности доюрских отложений. Производственные геологические объединения (ПГО) "Томскнефтегазгеология" и "Новосибирскгеология" развертывают поисковые работы, ориентированные на палеозойскую нефть.

Первый период. Впервые вопрос о перспективе на нефть и газ Западно-Сибирской равнины был поставлен И.М. Губкиным. На чрезвычайной сессии Академии наук СССР в Москве (июнь 1931 г.) он призывал к поискам нефти на восточном склоне Урала /33/. Позднее, в 1932 г., на выездной сессии Академии наук СССР в Свердловске И.М. Губкин более подробно изложил свою точку зрения на перспективы Западной Сибири на нефть и газ /32/. Он высказал предположение о том, что в юрских отложениях угленосная фация, развитая на восточном склоне Урала, далее к востоку может смениться нефтеносной фацией. Исходя из этой идеи,

И.М. Губкин выдвинул проблему поисков нефти в районах восточнее Урала, предлагая сначала постановку геофизических, а затем и буровых работ. Он считал, что на этой территории могут быть встречены структуры, благоприятные для формирования и сохранения скоплений углеводородов. Районом поисков, по его мнению, должна быть вся равнина, а объектом поисков – как палеозойские, так и мезозойские отложения. По инициативе И.М. Губкина в 1934 г. в Западной Сибири начались первые нефтепоисковые работы.

Н.С. Шатский допускал возможность обнаружения залежей нефти и газа только в погребенных под мезозойско–кайнозойским чехлом палеозойских впадинах в юго–восточной и восточной частях равнины. Однако, учитывая трудности разведки глубоко залегающих отложений палеозоя, он весьма скромно оценивал возможные результаты поисков /115/. Правда, позднее это мнение о перспективах Западно–Сибирской равнины им было несколько изменено.

Одним из первых геологов, активно поддержавших точку зрения И.М. Губкина о возможной нефтегазоносности Западной Сибири, был М.К. Коровин. Он также считал перспективными и палеозойские, и мезозойские отложения /65/, в то время как Р.С. Ильин положительно оценивал только мезозой /51/.

В ранних работах М.М. Чарыгина /113/, Д.Л. Степанова /96/, В.Г. Васильева /14/, Н.П. Туаева /109/ палеозойские отложения Западно–Сибирской равнины рассматривались в качестве наиболее благоприятных для поисков залежей нефти. Причем, по Д.Л. Степанову, катагенез мезозойско–кайнозойских отложений был настолько слабым, что образование залежей нефти в них невозможно. Он считал перспективными только палеозойские образования. Н.П. Туаев с данным утверждением не соглашался и рекомендовал вести поиски нефти как в палеозойских, так и в мезозойских отложениях.

Результаты всех поисково–разведочных работ, проведенных в Западной Сибири до 1945 г., обобщены в коллективной монографии под редакцией М.К. Коровина /66/. Несмотря на то, что к тому времени еще не открыли ни одного месторождения нефти и газа, М.К. Коровин в этой монографии выразил твердую убежденность в наличии в недрах Западной Сибири значительных ресурсов нефти и газа и необходимости дальнейшего изучения геологического строения всей территории равнины с помощью глубоких опорных скважин. Палеозойские отложения рассматривались в качестве главного объекта поисков, хотя не исключалась возможность обнаружения залежей нефти и в мезозое.

Проблему поисков палеозойской нефти активно поддерживал Н.Н. Ростовцев. Обсуждая этот вопрос в 1958 г., он писал: "Нефтеобразование в отложениях фундамента не вызывает сомнений и подтверждается многочисленными находками в породах примазок нефти и загустевших битумов... Главное внимание должно быть обращено именно на районы с ослабленным метаморфизмом, а среди них в первую очередь должны разведываться районы с выявленными нефте– и газопроявлениями" /24, с. 255/.

В проблеме палеозойской нефти важное место занимает приток метановой, парафинистой нефти, полученный в 1954 г. на Колпашёвской площади из нижней части платформенного чехла. В.А.Успенский пришел к выводу о палеозойском происхождении этой нефти. К нему присоединились Ф.Г.Гурари /34/, Г.П.Сверчков /93/, Н.П.Запывалов и К.А.Шпильман /43/. В настоящее время на генезис колпашёвской нефти нет единой точки зрения.

Второй период. В середине 50-х — конце 60-х годов осуществлялась широкая программа региональных и поисково-разведочных работ на мезозойскую нефть. В платформенном чехле были открыты многие месторождения нефти и газа. Мезозой стал главным, если не единственным, объектом нефтепоисковых работ. Продолжалось изучение геологического строения палеозоя. На основе геолого-геофизических данных построены карты рельефа доюрского фундамента, его вещественного состава, структурно-тектонические схемы /36, 88, 98/. На базе этих материалов сформировалось несколько направлений в оценке перспектив нефтегазоносности Западной Сибири.

К первому направлению относятся исследователи, среди которых все более укреплялась точка зрения относительно мезозойских отложений как основном нефтегазоносном объекте в Западной Сибири. Одновременно складывалось представление, что осадочные породы палеозоя на значительных территориях плиты подвергались сильному метаморфизму и пересечены интрузиями /93 98/. В связи с этим высказывалось следующее предположение: нефти, обнаруженные в верхней части палеозойских образований и базальных горизонтов осадочного чехла, мигрировали сюда из мезозойских толщ /59/.

В некоторых публикациях обсуждались условия катагенеза отложений палеозоя /50, 93/. Авторы этих работ, отмечая высокий катагенез (до стадии А) палеозойских пород по обрамлению Западно-Сибирской низменности, полагали, что и во внутренних районах плиты катагенез этих отложений должен быть в основном тоже значительным. Установив в нескольких пробах из подошвы платформенного чехла углефикацию до стадии Ж, они пришли к выводу, что ОВ палеозоя, очевидно, преобразовано в пределах стадий Ж — А. Причем область распространения умеренного катагенеза палеозойских отложений, с которыми могут быть связаны залежи нефти и газа, по их мнению, незначительна.

Группа авторов второго направления предполагала формирование всех нефтяных залежей в мезозое Западной Сибири за счет вертикальной миграции либо из палеозойских нефтепроизводящих отложений /78/, либо сквозь фундамент из подкорковых зон /71, 91/. И в том, и в другом случае палеозойские отложения оценивались как перспективные на нефть и газ. Естественно, эти представления, опирающиеся на сомнительные соображения, подвергались вполне справедливой критике.

И наконец, третье направление. Уже в 60-е годы, когда основные ресурсы нефти и газа Западной Сибири связывались с мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом, в ряде работ давалась положительная оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений. Так, Ф.Г. Гурари, В.П. Казаринов, И.И. Нестеров, Н.Н. Ростовцев, Л.И. Ровнин, М.Я. Рудкевич, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье и другие исследователи подчеркивали, что осадочные породы фундамента следует рассматривать в качестве дополнительного резерва прироста запасов нефти и газа /35/. Более подробно эта точка зрения изложена в коллективной монографии под редакцией Н.Н. Ростовцева и А.А. Трофимука /23/. Авторы отмечали, что слабая изученность отложений палеозоя пока не позволяет конкретно оценить его нефтегазоносность и выделить наиболее перспективные на нефть и газ районы. Поэтому они рекомендовали накапливать информацию о палеозое и на каждой разведочной площади, где идет бурение на мезозой, углубляться в фундамент хотя бы одной скважиной. В монографии приведена схематическая карта прогноза нефтегазоносности фундамента Западно-Сибирской плиты под редакцией Н.Н. Ростовцева. Она была составлена в 1961 г. СНИИГГиМСом совместно с коллективами научно-исследовательских и производственных организаций, работающих в Западной Сибири. На карте показаны "... площади с предполагаемым развитием слабометаморфизованных пород в фундаменте, перспективы которых не изучены". Рассматриваемая нами территория отнесена в разряд районов с "... неясными перспективами и сложным строением пород фундамента".

Значительное внимание проблеме поисков палеозойской нефти уделял А.А. Трофимук. Еще в 1964 г. он высоко оценивал перспективы нефтегазоносности палеозоя. В частности, он писал: "В ходе поисковых и разведочных работ все больше накапливается данных о широких перспективах нефтегазоносности осадочных формаций фундамента Западно-Сибирской плиты. Геологическими и геофизическими исследованиями установлено наличие в составе фундамента так называемого второго структурного яруса. Он сложен слабометаморфизованными осадочными породами... Выяснение перспектив нефтегазоносности этого яруса становится одной из важных задач поисков нефти и газа в Западно-Сибирской провинции" /102, с. 41/.

В середине 60-х годов коллективом СНИИГГиМСа под руководством В.С. Суркова были начаты исследования по комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов с целью изучения строения фундамента Западно-Сибирской плиты. Опираясь на имеющиеся в то время представления о размещении палеозойских осадочных бассейнов, их тектоническом строении, стратиграфическом объеме и мощностях осадочных толщ, этот коллектив предложил схематическую карту перспектив нефтегазоносности Доюрского основания плиты /40/. Перспективные земли на ней показаны только в юго-западной части Западно-Сибирской равнины. На изучаемой нами территории в упомянутой работе выделены земли бесперспективные (в том числе и значительная часть Нюрольского бас-

сейна), перспективные на нефть и газ в эрозионно-тектонических выступах фундамента, возможно перспективные и малоперспективные на нефть и газ палеозойского и раннемезозойского возраста. Изучение нефтегазоносности фундамента Западно-Сибирской плиты коллектив СНИИГГиМСа связывал с решением двух задач: поисками палеозойской и раннемезозойской нефти в осадочных бассейнах доюрского основания и поисками мезозойской (возможно, и палеозойской) нефти в выветрелых зонах выступов фундамента. Предпочтение отдавалось решению второй задачи.

Положительные оценки перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений содержатся в работах В.П. Маркевича /76/, П.Н. Куликова /72/ и других геологов. Так, П.Н. Куликов писал: "В течение палеозоя накапливались осадочные толщи платформенного типа, по степени метаморфизма, дислокациям и формационному составу родственные мезозойско-кайнозойскому платформенному комплексу. В современном структурном плане палеозойским покровам отвечают наиболее прогнутые части складчатого фундамента, с которыми могут быть связаны залежи нефти и газа" /72, с. 150/.

Третий период. В начале 70-х годов в Институте геологии и геофизики СО АН СССР впервые получены геохимические данные, свидетельствующие в пользу палеозойского происхождения некоторых нефтей Томской области: сравнительно тяжелый углерод, специфические оптические свойства нефтей. Это послужило основанием для постановки в институте широких геолого-геохимических исследований по проблеме нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской плиты. Начатые исследования являли понимание и поддержку производственных геологических объединений "Новосибирскгеология" и "Томскнефтегазгеология". Притоки нефти, полученные из известняков на Верхтарской площади (март 1971 г.), а затем и на других площадях, усилили внимание к этой проблеме.

В 1971 г. под руководством А.А. Трофимука и В.С. Вышемирского был завершен первый этап исследования палеозоя, проведенный по материалам Новосибирской и прилегающим районам Томской областей /19, 104/. Основное внимание здесь уделяется изучению РОВ палеозоя, главным образом его битуминозной части. Сопоставлен ряд свойств нефтей и битумоидов. Показана значительная обогащенность палеозойских пород РОВ, особенно в Нюрольском бассейне и к северу от него. В нескольких пробах углепетрографическими методами определен катагенез РОВ (стадии Г-Ж). Авторы пришли к выводу о наличии в доюрских отложениях нефтепроизводящих толщ и о самостоятельности процессов нефтеобразования в палеозое. Учитывая огромные объемы палеозойских осадочных пород и количество заключенного в них РОВ, в том числе миграционных битумоидов, было высказано предположение о прогнозных запасах нефти. Рекомендовано немедленное развертывание нефтепоисковых работ на палеозой. В качестве наиболее перспективной территории выделена меридиональная полоса от Межовского до Нижневартовского сводов.

Несколько позднее А.А.Трофимук вновь подчеркнул важность решения проблемы нефтегазоносности палеозоя и настойчиво призывал к увеличению объемов нефтепоисковых работ на доюрские отложения /105/.

В 1974 г. под руководством А.А.Трофимука и В.С.Вьшцемирского завершается очередной этап исследований палеозоя.

В коллективной монографии /87/ и в ряде статей /20,21,106/ на более широком фактическом материале подтверждены и получили дальнейшее развитие выводы о перспективах нефтегазоносности доюрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. Рассмотрены тектонические, литолого-фациальные и, более детально, геохимические критерии нефтегазоносности. Отложения палеозоя разграничены на складчатый фундамент и промежуточный комплекс. Последний занимает значительную часть исследованной территории и по результатам палеонтологического и литолого-петрографического изучения керна подразделен на три толщи: терригенно-карбонатную среднего палеозоя (D₂-C₂), терригенную сероцветную верхнего палеозоя (C₂-P) и пестроцветную вулканогенно-осадочную (P-T). Дана детальная литологическая характеристика этих толщ. Проведена диагностика геохимических фаций, которые оказались весьма благоприятными для нефтеобразования в среднем палеозое, менее благоприятными в верхнем палеозое и явно неблагоприятными в пермо-триасе.

Получен большой аналитический материал по ПОВ и битумоидам. На его основе более определено, чем это было сделано ранее, показана самостоятельность нефтеобразования в палеозойских отложениях. По литологическим, в меньшей мере по углепетрографическим и другим данным построена схема катагенеза отложений промежуточного комплекса. На ней показано, что верхние горизонты промежуточного комплекса характеризуются в основном невысокими стадиями катагенеза (Г-Ж) и лишь на небольшой территории до стадии Т. Изучался состав воднорастворенных органических веществ (ВОВ) в подземных водах палеозоя и подошвы осадочного чехла. По этим данным авторами доказывается гидрогеологическая изолированность промежуточного комплекса. Выявлены региональные и локальные гидрогеохимические признаки нефтегазоносности.

На основе геолого-геохимических материалов построена карта перспектив нефтегазоносности промежуточного комплекса. На ней выделены районы, различающиеся по интенсивности процессов нефтеобразования и, следовательно, по плотности прогнозных запасов нефти. Намечены первоочередные районы нефтепоисковых работ. Учитывая значительную унаследованность палеозойского структурного плана в мезозойском, а также в связи с отсутствием разработанных методик выявления внутренней структуры палеозоя было предложено начинать поисково-разведочные работы на палеозой по юрскому структурному плану.

В СНИИГГиМСе все эти годы под руководством В.С.Суркова проводилась интерпретация геофизических материалов и данных бу-

рения с целью выяснения геологического строения и перспектив нефтегазоносности доюрских образований. Выполнено районирование фундамента плиты по возрасту складчатости и типам тектонического развития /100/. Составлена геологическая карта поверхности доюрского фундамента. На ней отражено преобладание в составе фундамента геосинклинальных формаций /41/. Анализ вещественного состава, тектоники, стратиграфического объема и признаков нефтегазоносности дал возможность сделать оценку перспективности фундамента плиты на нефть и газ. Выделены районы, в которых могут быть обнаружены месторождения палеозойской нефти. Касаясь технико-экономической стороны проблемы поисков нефти и газа в палеозое, геологи СНИИГГиМСа, как и раньше, считают, что основное внимание следует уделять поискам нефтяных и газовых залежей в эрозионно-тектонических выступках поверхности фундамента /42/.

В 1974 г. в СНИИГГиМСе была закончена работа по оценке перспектив нефтегазоносности мезозойских и палеозойских отложений Томской области. Исследователи довольно скромно оценили масштабы нефтеобразования в палеозое, полагая, что его отложения на большей части территории претерпели сильный катагенез, в основном до стадий Т-А /108/.

Совместно с Институтом геологии и геофизики СО АН СССР, ПГО "Новосибирскгеология", "Томскнефтегазгеологией", "Тюменьгеологией" разработана "Комплексная программа изучения нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты". В ней обоснованы конкретные виды работ по всей территории равнины. В частности, предложена сеть точек для бурения глубоких параметрических скважин со вскрытием палеозоя на мощность 1-2 км. Проведены линии профилей для многократного сейсмопрофилирования, намечены районы площадных геофизических работ.

В 1975 г. по инициативе Томского обкома КПСС в Томске проведена научно-практическая конференция по проблеме нефтегазоносности палеозойских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. Несмотря на некоторые различия во взглядах участников конференции на геологическое строение и нефтегазоносность доюрских отложений, все были единодушны во мнении о наличии в палеозое самостоятельного нефтегазоносного этажа. Конференция одобрила комплексную программу, упомянутую выше, которая позднее утверждена МинГео СССР. Создан координационный совет по проблеме нефтегазоносности палеозойских отложений Западно-Сибирской плиты. Конференция внесла существенный вклад в проблему палеозойской нефти. Она способствовала привлечению внимания к ней многих научно-исследовательских, производственных и общественных организаций. С учетом решений конференции и комплексной программы вскоре были разработаны текущие планы поисково-разведочных работ на нефть и газ в доюрских отложениях.

Комплексная программа постепенно реализуется ПГО "Новосибирскгеология" и "Томскнефтегазгеология". Пробурен ряд глубоких

параметрических скважин на Малоичской, Тамбаевской, Лугинецкой, Еллей-Игайской, Калиновой, Майской, Ново-Никольской и других площадях. Из новых скважин (Чкаловская, Еллей-Игайская и другие площади) получены притоки нефти и газа. Рост объемов бурения на палеозой способствует расширению научных исследований.

В 1975 г. вышла из печати крупная монография, посвященная проблемам геологии нефти и газа Западной Сибири /61/. Наряду с другими вопросами в ней кратко изложены перспективы нефтегазоносности палеозоя. Построена схематическая карта прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов доюрского фундамента плиты. Высокая плотность геологических запасов показана только на юго-западе и севере Западно-Сибирской плиты. Значительная часть изучаемого нами района отнесена к малоперспективным и бесперспективным территориям. Исключение составляет Нюрольский бассейн, для которого предполагается средняя плотность запасов.

В 1977 г. СНИИГиМСом опубликован сборник, посвященный проблеме нефтегазоносности доюрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. В нем приняли участие практически все научные и производственные организации этого региона. В сборнике представлены новейшие материалы буровых и геофизических работ. Освещается геологическое строение доюрских отложений, обсуждаются перспективы их нефтегазоносности. В качестве первоочередного объекта нефтепоисковых работ рассматривается Нюрольский бассейн /8, 42, 62, 107/. В большинстве статей развиваются положения, уже излагавшиеся авторами ранее.

Важным вкладом в изучение геохимии палеозойских нефтей является работа А.Э. Конторовича и О.Ф. Стасовой /63/. В ней обсуждается геологическая природа палеозойских и ниже-среднеюрских нефтей. В эрозионно-тектонических выступах фундамента авторами выделены два типа нефтей (А и С), существенно различающихся по составу. Первые - легкие, малосмолистые, высокопарафинистые, преимущественно метанового состава. Нефти типа С малопарафинистые, в основном нафтеновые. Высказано предположение, что нефти типа А генетически связаны с отложениями тюменской свиты, а типа С - с палеозойскими образованиями. Показано, что нефти глубоководных горизонтов палеозоя (малоичская и тамбаевская) по составу ближе к нефтям типа С.

В статье Н.П. Запывалова и И.И. Плумана /44/ приведена детальная битуминологическая характеристика палеозойской части разреза скв. Малоичской-4. Высокие концентрации органического углерода и битумоидов в породах позволили авторам заключить, что нефтегазоматеринский потенциал доюрских отложений является более мощным, чем юрский. Ими отмечена самостоятельность нескольких циклов нефтегазообразования в палеозое и подчеркнута перспективность всего вскрытого силурийско-девонского разреза скважины.

Вопросам геологического строения приконтактной зоны доюрского фундамента и платформенного чехла посвящена работа Г.И. Ти-

шенко /101/. Как и в более ранних публикациях, автор обосновывает высокие перспективы нефтегазоносности коры выветривания и эрозионно-тектонических выступов фундамента.

В 70-е годы нарастает темп поисково-разведочного бурения на доюрские отложения. Накоплен уже значительный керновый материал, выполнен большой объем геофизических работ. Геологи ПГО "Томскнефтегазгеология" и СНИИГГиМСа /7, 49/ перспективы нефтегазоносности связывают с четырьмя осадочными палеозойскими бассейнами: Нюрольским, Колпашево-Нарымским, Тымско-Кетским и Тегульдетским. Наибольший интерес, по их мнению, представляет Нюрольский бассейн, в котором сейчас и сосредоточены основные работы на палеозой Томского и Новосибирского ПГО. Пробурен ряд параметрических и поисковых скважин, открыто несколько нефтяных и газовых залежей.

Геологи "Томскнефтегазгеология" предполагают наличие продуктивных горизонтов как в карбонатных, так и в терригенных отложениях палеозоя. Они считают, что в ближайшее время вполне реальным является обнаружение и освоение залежей в эрозионно-тектонических выступах, тогда как поиск залежей внутри промежуточного комплекса еще требует дальнейших научных и опытно-методических работ. В связи с этим, ими проведены детальные работы по изучению приконтактной зоны осадочного чехла и фундамента плиты. Показана высокая перспективность этой зоны на нефть и газ /7, 8/.

Коллективом ПГО "Новосибирскгеология" на юге Нюрольского бассейна пробурена с хорошим отбором керна параметрическая скв. Малоичская-4, вскрывшая палеозой на мощность 1762 м. На сегодня это самый детальный разрез палеозоя по всей территории плиты. В нем палеонтологически доказаны отложения верхнего силура, нижнего и среднего девона /9/. Почти по всему разрезу палеозоя прослежены признаки нефтегазоносности /44/. Получен приток нефти более чем на 1000 м ниже поверхности доюрских отложений. Постоянно ведется обработка геолого-геофизических и геохимических материалов с целью оценки перспектив нефтегазоносности мезозойских и палеозойских отложений /45, 46/. Основные перспективы нефтегазоносности палеозоя эти авторы связывают с глубокими горизонтами промежуточного комплекса, имеющего, по их мнению, значительное распространение. По геофизическим материалам мощность его оценивается в 2-3 км, а в наиболее погруженных участках 4-5 км. На основе данных МОГТ и КМПВ внутри промежуточного комплекса выделяются отражающие и преломляющие границы, что создает предпосылки для картирования палеозойских структур. Обнаружение в доюрских отложениях на ряде разведочных площадей бассейна значительного количества организмов-рифообразователей (а также с учетом многих других признаков), позволило геологам этой организации прийти к выводу о возможном широком развитии в районе рифогенных массивов, представляющих интерес для поисков залежей нефти и газа. Построена схематическая карта предполагаемого распространения рифогенных массивов.

В 1980 г. в СНИИГГиМСе вышел сборник, в котором изложены новейшие материалы по перспективам нефтегазоносности юго-востока Западно-Сибирской плиты. Наряду с другими толщами рассматривается также геологическое строение, тектоника и геохимия рассеянного органического вещества (РОВ) доюрских отложений. Так, в совместной статье геологов СНИИГГиМСа и объединения "Томскнефтегазгеология" отмечается: "Проведенное исследование со всей убедительностью показывает, что нефтегазоносный потенциал осадочных образований палеозоя Западной Сибири достаточно высок, что в этих отложениях имели место в доскладчатые эпохи и продолжались в послескладчатые процессы генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа" /64, с. 22/. Благоприятные условия для сохранения залежей углеводородов предполагаются только в пределах срединных массивов.

В последние годы доюрские отложения стали привлекать пристальное внимание многих исследовательских и производственных коллективов. Теперь уже практически нет сомнений в возможности обнаружения в палеозое запасов нефти и газа. Это признается всеми геологическими организациями, занимающимися нефтепоисковыми работами на территории Западно-Сибирской плиты /46, 49, 61, 64, 87/. Задачи, решаемые исследователями, находят понимание и поддержку государственных и партийных органов /74/.

Успехи поисков палеозойской нефти на юго-востоке Западно-Сибирской плиты интересуют и тюменских геологов. Ряд исследователей считают целесообразным начать нефтепоисковое бурение на палеозой в центральных и северных районах равнины /11, 85, 111/.

В результате работ, проведенных на юго-востоке Западно-Сибирской плиты, выяснены многие черты геологического строения палеозоя. Установлено наличие мощного промежуточного комплекса, развитого на значительной части изученной территории. Литолого-фациальные, литолого-битуминологические, гидрогеохимические и другие показатели свидетельствуют о его перспективности на нефть и газ. Это подтверждается притоками нефти и газа, а главное - открытием нескольких промышленных месторождений (Малочичское, Урманское, Калиновое).

Однако остается довольно много нерешенных вопросов. Нет ясных данных о внутренней структуре доюрских отложений и недостаточно разработаны методы, с помощью которых возможно изучение этих структур. Не установлен стратиграфический объем промежуточного комплекса. Необходима дальнейшая разработка стратиграфических схем и методов корреляции отложений, а также выделение продуктивных толщ. Не выяснены закономерности размещения карбонатных коллекторов. Заслуживает детального изучения катагенез осадочных толщ палеозоя. Последнее обстоятельство имеет принципиальное значение для промежуточного тектонического комплекса, поскольку в нем возможны более разнообразные, чем в осадочном чехле, обстановки катагенеза. А это непосредственно вызывает рез-

кую изменчивость в пространстве условий нефтегазообразования. Рассмотрению катагенетической преобразованности доюрских отложений и посвящена данная работа.

Глава II

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

Основным материалом для исследования являлся керн палеозойских отложений (1976 образцов из 207 скважин по 105 разведочным площадям). Для сравнения изменений катагенеза ОВ при переходе от юрских отложений к доюрским брались пробы из низов платформенного чехла (610 образцов). Керновый материал собран в нефтеразведочных экспедициях Томского и Новосибирского геологических управлений при участии автора.

В связи с тем, что большинством разведочных скважин палеозой вскрыт на незначительную глубину (десятки и первые сотни метров), исследовались в основном материалы из верхней части доюрских отложений. И только в отдельных скважинах мы имели возможность отбирать пробы из более глубоких частей промежуточного комплекса.

С целью детального изучения РОВ и вмещающих пород использован широкий комплекс методов: углепетрография (отражательная способность и показатель преломления микрокомпонентов), элементный состав керогена и битумоидов, инфракрасная спектроскопия автохтонных битумоидов, термография пород, плотность аргиллитов. Диагностика стадий катагенеза производилась преимущественно углепетрографическими методами главным образом по отражательной способности витринита и (реже) других микрокомпонентов. В тех пробах, по которым мы не располагали углепетрографическим материалом, катагенез определялся вспомогательными методами, как правило несколькими. Однако для самостоятельного использования этих методов их точность проверялась на значительном количестве проб и сравнивалась с углепетрографическими данными (табл. 1). Как видно из табл. 1, сходимость результатов довольно хорошая, особенно на этапах апокатагенеза. Схема исследования РОВ и вмещающих пород отражена на рис. 2. Объем аналитических данных, использовавшихся в основном для диагностики стадий катагенеза, показан в табл. 2.

Практически из всех литологических типов пород холодной экстракцией извлекался хлороформенный битумоид. А из пород, сравнительно богатых ОВ, получали кероген путем растворения минеральной части породы в плавиковой и соляной кислотах. Из этих же пород для углепетрографических исследований готовились прозрачные шлифы (иногда двусторонне-полированные) и аншлифы. Рыхлые по-

Таблица 1

Примеры диагностики стадий катагенеза разными методами (доюрские отложения)

Площадь	Отражат. способность	Показатель преломления	Элементный состав керо- гена	ИКС-биту- мондов	Термография пород	Плотность аргиллитов
Варговская	Ж	Ж	Г-Ж	Г-Ж	Ж-К	Г-Ж
Верхтарская	Ж	Ж	Г-Ж	Ж	Г-Ж	Ж-К
Северо-Сильгинская	Ж	Ж	-	Г-Ж	Ж	Ж
Казанская	Ж	Ж	Г-Ж	Ж-К	Ж-К	Ж-К
Нижнетабаганская	Ж	Г-Ж	-	Ж	Ж	Ж-К
Калиновая	Ж	-	-	Ж-К	Ж-К	Г-Ж
Каргасокская	Т-ПА	Т	-	-	Т-ПА	Т-А
Куржинская	Т-ПА	Т-А	Т	-	Т-ПА	Т-ПА
Колпашевская	А	ПА-А	Т	ПА	А	ОС-Т
Северо-Колпашевская	А	ПА-А	Т	А	А	Т
Сибкраевская	Т-ПА	ПА	А	-	Т-А	Т-А
Шудельская	ПА-А	Т	Т	Т-ПА	А	-
Калчанская	ПА-А	-	-	Т-А	Т-ПА	Т-ПА
Кочебиловская	А	А	А	Т-А	А	-
Верхнекомбарская	А	А	-	А	А	А

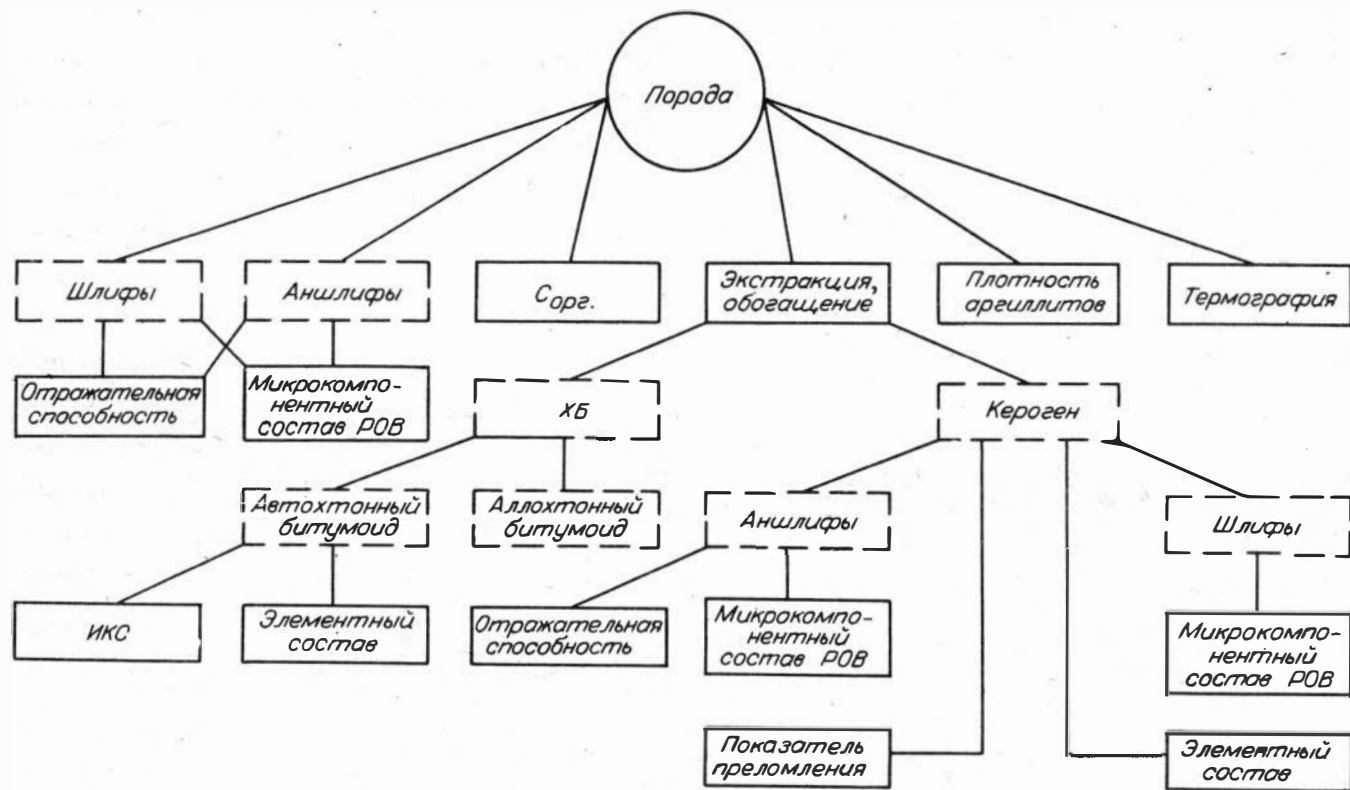


Рис. 2. Схема исследования РОВ и вмещающих пород.

Таблица 2

Объем аналитических данных по исследованию ОВ
и вмещающих пород

Геологи- ческий возраст	Вид анализа	Количество изученных		
		площа- дей	сква- жин	образ- цов
Палеозойский	Измерение отражательной способности микрокомпонентов:			
	в аншлифах-штуфах	85	134	860
	в аншлифах-брикетах	10	10	10
	в полированных шлифах	40	40	40
	Показатель преломления микрокомпонентов	14	14	14
	ИК-спектроскопия битумоидов	33	45	80
	Термография пород	40	44	67
	Плотность аргиллитов	64	76	231
	Элементный состав битумоидов и керогена	56	96	114
	Изучение микрокомпонентного состава РОВ в шлифах:			
петрографических	103	178	560	
углепетрографических	10	10	10	
Мезозойский	Измерение отражательной способности микрокомпонентов в аншлифах	96	131	490
	Термография пород	17	18	19
	Плотность аргиллитов	61	67	101

роды предварительно проваривались в смеси канифоли с ксилолом. Шлифы и аншлифы готовились по методикам, изложенным в ряде работ /4, 82, 114, 118/, и ГОСТам 9414-60, 12113-66, 9414-74. В отдельных случаях препараты получали из брикетов нерастворимого органического вещества (НОВ) по методике, разработанной во ВСЕГЕИ и ВНИГРИ /13, 27, 82/.

Микрокомпонентный состав РОВ определялся обычно углепетрографическим методом. Шлифы и аншлифы изучались под поляризационным микроскопом МИН-9 в проходящем и отраженном свете при увеличениях от 50 до 720 и более. Кроме этого, все шлифы просматривались под интерференционным микроскопом "Ампливал", который позволяет наблюдать более тонкие детали анатомической структуры микрокомпонентов РОВ. Для уточнения генетической природы некоторых растительных остатков отдельные шлифы (не проваренные) исследовались под люминесцентным микроскопом ЛМД-1 при увеличениях от 100 до 600.

При микроскопическом изучении РОВ проводилась диагностика и описание микрокомпонентов: их цвет в проходящем и отраженном свете, рельеф, микроструктура, форма, размеры, характер анизотропии, степень сохранности, взаимоотношения с минеральной частью породы. Отмечалось развитие некоторых минералов по фрагментам РОВ или полное замещение растительных остатков минеральным компонентом. Обращалось внимание на особенности люминесценции фрагментов РОВ (цвет и интенсивность свечения).

Углетрографическая терминология микрокомпонентов РОВ и их групп употребляется в соответствии с номенклатурой каменных углей, отраженной в ГОСТе 9414-74. Теоретической базой для постановки исследований РОВ с распространением на него основ классификации углей явилось представление о генетической близости рассеянных и концентрированных разностей /89, 100/. Конечно, между ними имеются и некоторые различия. Тем не менее классификации, разработанные для углей, в значительной степени могут быть использованы и для РОВ. Поэтому типы и классы РОВ определяются по содержанию основных групп микрокомпонентов, согласно классификациям, наиболее распространенным среди углетрографов /13, 26, 69, 84/.

Для обозначения стадий катагенеза РОВ употребляются в основном марочные названия и буквенные индексы (Б, Д, Г, Ж, К, ОС, Т, ПА, А), утвержденные ГОСТом 9414-74 и широко применяемые как в угольной, так и в нефтяной геологии. Иногда у РОВ фиксируется промежуточное состояние между стадиями. В таких случаях используются следующие индексы: ДГ – переход от стадии Д к стадии Г, ГЖ – переход от стадии Г к стадии Ж и т.д. Однако имеются предложения /81/ о введении новых обозначений стадий углефикации (ПК, МК₁₋₅, АК_{1...}), которые в последнее время довольно часто встречаются в научной литературе. В связи с этим в тексте используются как те, так и другие индексы.

Отражательная способность микрокомпонентов РОВ

Из всех современных методов диагностики степени углефикации РОВ наиболее надежными являются углетрографические (отражательная способность и показатель преломления микрокомпонентов). Они детально рассмотрены в многочисленных публикациях советских /4, 5, 52, 82, 86, 92/ и зарубежных исследователей /67, 118, 119, 120/. В этих работах показано последовательное увеличение отражательной способности всех микрокомпонентов с нарастанием катагенеза. Однако установлено, что они характеризуются различной интенсивностью повышения отражательной способности и из всех микрокомпонентов витринит отличается наиболее закономерным изменением данного параметра. Поэтому за эталон степени катагенеза РОВ принята отражательная способность витринита.

Нами отражательная способность замерялась преимущественно в полированных аншлифах, приготовленных из ненарушенных кусков породы. Аншлифы-брикеты из концентратов НОВ использовались меньше. На последнем этапе работ измерения производились в двухсторонне-полированных шлифах. Для изучения отражательной способности микрокомпонентов РОВ по различным срезам в кусочках керна делалось две-три пришлифовки. Из пород, бедных ОВ, брались несколько проб, в результате чего увеличивалось количество полированных поверхностей (иногда до 10-15). Особое внимание уделялось качеству полировки, так как в плохо отполированных препаратах отражательная способность заметно меньше, что ведет к занижению стадии катагенеза.

Прямые наблюдения РОВ в шлифах и аншлифах из пород имеют ряд преимуществ перед исследованием концентратов НОВ. Так, для изготовления концентратов необходимо тонкое дробление породы, в результате чего разрушаются растительные остатки и связи их с минеральной частью породы. Это затрудняет изучение формы, размеров, структуры фрагментов РОВ, а также взаимоотношений его с минеральными новообразованиями. Возможно, с измельчением фрагментов РОВ связано повышенное содержание в концентратах микстинита. В последнее время появились указания на влияние процесса изготовления препаратов из НОВ на отражательную способность микрокомпонентов /16/. Нами также изучалось изменение отражательной способности витринита под влиянием обработки породы плавиковой и соляной кислотами. Для этого из одного и того же образца готовился аншлиф-штуф, затем (после обогащения) - аншлиф-брикет. Результаты приведены в табл. 3.

Таблица 3

Влияние кислотной обработки на отражательную способность витринита

Порода	Аншлиф-штуф			Аншлиф-брикет		
	R ^a	R ^o	Стадия катагенеза	R ^a	R ^o	Стадия катагенеза
Аргиллит	8,5	1,0	Ж	9,0	1,1	Ж
То же	9,0	1,02	Ж	9,2	1,24	Ж
Известняк	10,5	1,8	ОС	11,0	2,5	Т
Аргиллит	10,7		ОС		1,9	ОС
Алевролит	11,8	2,3	Т-ПА	11,4	2,4	Т-ПА
Аргиллит	13,4	3,5	А	13,4	3,4	А

Кислотная обработка довольно неоднозначно влияет на оптические свойства витринита (табл. 3). Так, на стадиях Ж-ОС после действия кислот отмечается некоторое увеличение отражательной способ-

ности, а на стадиях Т-А она практически не меняется. Поэтому аншлифы из концентратов НОВ для диагностики стадий катагенеза нами использовались весьма ограниченно. Предпочтение отдавалось замерам отражательной способности, выполненным непосредственно в аншлифах из пород. В них почти всегда удавалось обнаружить такое количество однотипных фрагментов, какое было достаточным для надежной оценки степени катагенеза (10-20 точек).

В некоторых породах (обычно карбонатных) или полностью отсутствуют фрагменты гумусового РОВ, или встречаются только сильно окисленные растительные остатки, по которым невозможно замерить отражательную способность. В таких случаях для диагностики стадий катагенеза брались микрокомпоненты, близкие по отражательной способности к витриниту, в частности псевдовитринит. Вслед за другими исследователями /25/, мы принимаем за псевдовитринит растительные остатки, которые по цвету, форме, структуре и размерам больше всего напоминают микрокомпоненты группы витринита, хотя по исходному материалу, скорее всего, принадлежат к представителям донной флоры, например к бурым водорослям.

В литературе встречаются указания на то, что в одних и тех же условиях катагенеза псевдовитринит характеризуется меньшей отражательной способностью, чем собственно витринит /17/. Чтобы проверить это на наших материалах, мы изучали витринит и псевдовитринит в одних и тех же пробах с катагенезом Ж-К стадий. Корреляционный анализ показал, что между отражательной способностью витринита и псевдовитринита существуют сильные положительные связи: для R^a $r = +0,98$ ($p = 0,001$) и для R^o $r = +0,65$ ($p = 0,01$). Подтвердилась пониженная отражательная способность псевдовитринита по сравнению с витринитом. По нашим материалам, часть которых приведена в табл. 4, эта разница колеблется в пределах 0,1-0,23% (R^o). Вполне очевидно, что данные по псевдовитриниту следует пересчитывать на данные по витриниту. При этом возможна ошибка в диагностике катагенеза примерно в полстадии. Поэтому определение катагенеза по отражательной способности псевдовитринита проводилось нами не точнее как до стадии. Возможно, на этапах апокатагенеза оптические характеристики этих микрокомпонентов не будут различаться.

В изучаемых образцах не всегда удается обнаружить фрагменты витринита или псевдовитринита, пригодные для замеров отражательной способности, или они встречаются в малых количествах. Однако рядом исследователей /4, 83, 86, 92/ отмечалась возможность использования других микрокомпонентов (семивитринита, семифюзинита и фюзинита) для установления степени углефикации. Ими показано также, что оптические характеристики однотипных микрокомпонентов в каждом регионе имеют некоторые специфические особенности, поскольку у каждого седиментационного бассейна свои особенности в исходном растительном материале, условиях захоронения остатков и дальнейшего их изменения. Об этом же свидетельствуют шкалы отражательной способности микрокомпонентов, выполненные для разных угольных бассейнов.

Таблица 4

Сравнительная характеристика отражательной способности витринита и псевдовитринита из карбонатных пород палеозоя

Скважина	Интервал, м	Микрокомпонент	R^0 , %	Стадия катагенеза по витриниту
Нижнетабаганская-7	3027-3077	Vt	0,90	Ж
"	"	pVt	0,80	
Няргинская-1	2883-2887	Vt	1,40	К
"	"	pVt	1,25	
Малоичская-4	4012-4019	Vt	1,16	Ж
"	"	pVt	0,93	
Еланская-1	3144-3166	Vt	1,51	К
"	"	pVt	1,40	

Учитывая все это, нами на основе результатов 900 анализов составлена шкала средних значений отражательной способности микрокомпонентов РОВ из преимущественно глинистых отложений палеозоя юго-востока Западно-Сибирской плиты (рис. 3, табл. 5). Шка-

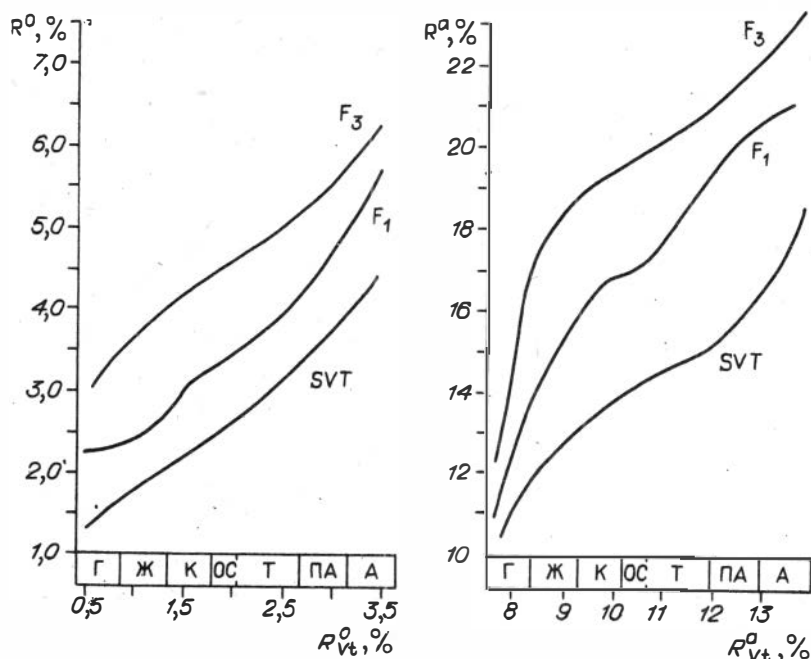


Рис. 3. Отражательная способность микрокомпонентов РОВ.

Таблица 5.

Средние значения отражательной способности (R) микрокомпонен

Стадия катагенеза	R _a - в воздухе, %			
	Vt	SVt	F ₁	F ₃
Г	<u>8,0</u> 7,96-80,4	<u>10,8</u> 10,58-11,02	<u>12,2</u> 11,78-12,62	<u>14,2</u> 13,59-14,81
Ж	<u>8,9</u> 8,86-8,94	<u>12,5</u> 12,28-12,72	<u>14,3</u> 13,71-14,89	<u>18,1</u> 17,77-18,43
К	<u>9,8</u> 9,7-9,9	<u>13,4</u> 13,10-13,70	<u>16,7</u> 16,39-17,01	<u>19,2</u> 18,9-19,5
OC	<u>10,5</u> 10,38-10,62	<u>14,0</u> 13,70-14,21	<u>17,0</u> 16,44-17,56	<u>19,6</u> 18,72-20,48
Т	<u>11,6</u> 11,52-11,68	<u>14,7</u> 14,46-14,94	<u>18,5</u> 17,87-19,13	<u>20,3</u> 19,87-20,73
ПА	<u>12,5</u> 12,35-12,65	<u>15,6</u> 15,34-15,86	<u>20,4</u> 20,07-20,78	<u>21,5</u> 21,07-21,93
А	<u>14,1</u> 13,65-14,55	<u>18,6</u> 18,13-19,07	<u>21,1</u> 20,63-21,57	<u>23,2</u> 22,82-23,58

Примечание: в числителе - арифметическое среднее, в знаменателе - доверительная вероятность 99%.

ла показывает интервал катагенеза от стадии Г до стадии А (менее преобразованное РОВ в изученных отложениях не обнаружено). Отражательная способность семивитринита (SVt), семифюзинита (F₁) и фюзинита (F₃) замерялась только в тех образцах, в которых был встречен витринит и замерена его отражательная способность. Границы между стадиями катагенеза проведены по витриниту согласно шкале катагенеза И.И. Аммосова /4/, наиболее распространенной среди углепетрографов и принятой ГОСТом.

Для оценки соответствия данных по витриниту данным по другим микрокомпонентам проведена статистическая обработка фактического материала: рассчитаны доверительные интервалы средних значений отражательной способности микрокомпонентов по стадиям катагенеза. Доверительные интервалы у соседних стадий катагенеза не перекрываются (табл. 5). Закономерные связи между отражательной способностью витринита и других микрокомпонентов РОВ подтверждаются корреляционным анализом, результаты которого приведены в табл. 6. Все связи положительные и весьма надежные (P=99,9%). Эти материалы дают основание использовать для диаг-

тов РОВ различной степени катагенеза

R ⁰ - в кедровом масле, %			
Vt	SVt	F ₁	F ₃
<u>0,66</u> 0,64-0,68	<u>1,4</u> 1,33-1,47	<u>2,23</u> 2,13-2,33	<u>3,17</u> 3,09-3,25
<u>1,07</u> 1,05-1,09	<u>1,81</u> 1,71-1,91	<u>2,20</u> 2,12-2,28	<u>3,67</u> 3,57-3,77
<u>1,45</u> 1,42-1,48	<u>2,20</u> 2,13-2,27	<u>3,10</u> 3,02-3,18	<u>4,20</u> 4,10-4,30
<u>1,79</u> 1,75-1,83	<u>2,50</u> 2,40-2,60	<u>3,30</u> 3,17-3,43	<u>4,50</u> 4,37-4,63
<u>2,25</u> 2,19-2,31	<u>3,0</u> 2,85-3,15	<u>3,60</u> 3,55-3,65	<u>4,80</u> 4,70-4,90
<u>3,0</u> 2,90-3,10	<u>3,60</u> 3,55-3,65	<u>4,70</u> 4,62-4,78	<u>5,40</u> 5,32-5,48
<u>4,3</u> 4,04-4,56	<u>4,36</u> 4,13-4,59	<u>5,40</u> 5,17-5,63	<u>6,30</u> 6,04-6,56

менателе - доверительные интервалы среднего значения при дове-

ностики стадий катагенеза данные по семивитриниту, семифюзиниту и фюзиниту с точностью до стадии (по витриниту, как известно, возможно более детальное расчленение шкалы катагенеза).

Основная трудность при установлении катагенеза РОВ по отражательной способности - это диагностика микрокомпонентов. Обычно большинство исследователей производят ее в аншлифах, так как в них непосредственно измеряется отражательная способность. Известно, что более точно можно диагностировать многие микрокомпоненты в проходящем свете. Но исследование фрагментов РОВ только в проходящем или только в отраженном свете имеет свои недостатки. Так, в отраженном свете весьма затруднительна диагностика микрокомпонентов группы витринита. Правда, использование иммерсионных сред увеличивает контрастность изображения и выявляет некоторые диагностические признаки, однако изучать индивидуальные микрокомпоненты группы витринита все же лучше в проходящем свете. Но при этом освещении трудно распознаются микрокомпоненты группы фюзинита и их обычно определяют в отраженном свете. К тому же фрагменты РОВ различной степени ката-

Таблица 6

Корреляционные связи между отражательной способностью витринита и семивитринита, семифюзинита и фюзинита в пределах Г-А стадий катагенеза

Связь	R ^a - в воздухе, %				R ^o - в кедровом масле, %			
	n	r	t	p	n	r	t	p
Vt-SVt	69	+0,94	22	0,001	72	+0,98	41	0,001
Vt-F ₁	66	+0,98	39	0,001	70	+0,99	58	0,001
Vt-F ₃	55	+0,93	18	0,001	59	+0,99	53	0,001

Примечание: n - количество образцов, r - коэффициент корреляции, t - нормированное отклонение, p - уровень значимости.

генеза в одном случае лучше исследовать в проходящем свете, в другом - в отраженном (сильно углефицированное РОВ непрозрачно в шлифе).

Указанные трудности могут быть преодолены, если диагностировать микрокомпоненты комбинированным способом, т.е. используя отраженный и проходящий свет для изучения одного и того же фрагмента РОВ. Для этого рекомендуется применять двусторонне-полированные шлифы [37], в которых после просмотра микрокомпонента в проходящем свете меняется способ освещения и делаются замеры отражательной способности. Однако данный способ мало используется исследователями. С целью проверки его надежности для диагностики стадий катагенеза нами сопоставлена отражательная способность витринита, замеренная в шлифах и в аншлифах, изготовленных из одного кусочка породы (табл. 7). Значения отражательной способности витринита, замеренной в полированных шлифах и аншлифах, довольно близки и варьируют в интервале одной стадии катагенеза. Имеющиеся различия находятся главным образом в пределах точности метода и связаны, по-видимому, с качеством полировки препаратов, поскольку этот процесс пока еще не стандартизирован. Таким образом, проведенное исследование показывает целесообразность использования двусторонне-полированных шлифов для замеров в них отражательной способности. Особенно выгодно в такой форме проводить углететрографические наблюдения в тех случаях, когда мы ограничены в керновом материале.

Все измерения отражательной способности микрокомпонентов РОВ, использованные в данной работе, проводились по единой методике на фотоэлектронной установке ПООС-1, смонтированной на микроскопе МИН-9, при длине волны 546 нм. Для регулировки нормальной работы установки применялись стандартные эталоны из оп-

Таблица 7

Отражательная способность витринита, замеренная в полированных шлифах и аншлифах

Скважина	Интервал, м	Аншлиф			Шлиф		
		R ^a	R ^o	Стадия катагенеза	R ^a	R ^o	Стадия катагенеза
Ванжильская-1	1784-1786	6,4	0,35	Б	6,7	0,35	Б
Игольская-2	3164-3166	7,9		Г	7,5	0,81	Г
Вартовская-335	2591-2602	8,5	1,05	Ж	8,8	0,9	Ж
Останинская-435	2916-2925		1,15	Ж	8,6	1,1	Ж
Нижнетабаганская-5	3076-3080	9,0	1,0	Ж		1,23	Ж
Ванжильская-1	2625-2627	10,4	1,5	К	10,5	1,7	К-ОС
Северо-Останинская-1	2763-2765	12,0	2,4	Т-ПА	11,8	2,8	Т-ПА
Верхнекарзинская-1	2630-2633	12,1	3,0	ПА-А	12,1	3,3	ПА-А
Басмасовская-1	2663-2670	13,4	4,6	А	12,6	4,1	ПА-А
Тайдасская-2	2813-2827	14,4	5,3	А	14,0	4,1	А
Верхнекомбарская-291	2900-2902	14,7	5,1	А	13,1	4,0	А

тических стекол ТФ-2, СТФ-2, СТФ-3. В каждом образце замеры отражательной способности по разным, но однотипным фрагментам РОВ образуют сравнительно широкий интервал, границы которого могут даже выходить за пределы стадии катагенеза (если катагенез РОВ достигает начала или конца какой-либо стадии). Поэтому стадия катагенеза для каждого образца определялась не по отдельным конкретным замерам, а по их среднеарифметическим значениям. Для надежности (и контроля) диагностики стадии катагенеза по отражательной способности замеры проводились в воздухе (R^a) и кедровом масле (R^o).

Корреляционный анализ показал, что между отражательной способностью, замеренной в воздухе и в кедровом масле, существуют сильные положительные связи. (для витринита $r = +0,95$). Поэтому диагностика стадий катагенеза по замерам как в той, так и в другой среде является равнозначной. Однако предпочтение отдавалось замерам в иммерсии – в этой среде обеспечивалась более надежная диагностика микрокомпонентов. К тому же в иммерсии можно измерять отражательную способность у более мелких фрагментов, поскольку с переходом от воздушного объектива к иммерсионному уменьшается диаметр фотометрируемого поля. А это особенно важно при исследовании тонкодисперсного РОВ.

Погрешность ПООС-1 неоднократно определялась и проверялась нами на различных эталонах. Было обнаружено, что при учете всех необходимых условий нормальной работы установки и методики измерения относительная погрешность показателей отражения для однородных объектов составляет около 1%. При измерении отражательной способности неоднородных микрокомпонентов, к которым относятся и витринит, погрешность увеличивается до 2-3 % относительных. В воздухе это выразится от 0,15-0,20 % R^a – в слабо- и среднеуглефицированных фрагментах, до 0,5-0,6 % R^a – в антрацитах, а в иммерсии соответственно от 0,01 до 0,17% и не более 0,2% R^o .

Показатель преломления микрокомпонентов РОВ

Показатель преломления (N_{np}) микрокомпонентов также является надежным углепетрографическим параметром для диагностики стадий катагенеза. Но использовался он нами мало, так как в палеозойских отложениях рассматриваемой территории практически нет углей и углистых включений, а с концентратами НОВ мы работали мало.

Определялся показатель преломления в стандартных высокопреломляющих жидкостях. При диагностике стадий катагенеза РОВ по N_{np} витринита мы пользовались шкалой катагенеза углей, предложенной Н.М. Крыловой /69/. На нашем материале (табл. 8) эта шкала хорошо согласуется со шкалой И.И. Аммосова /4/ по отражательной способности.

Таблица 8

Диагностика стадий катагенеза по показателю преломления витринита и его отражательной способности

Скважина	Интервал, м	R^a	R^o	Стадия катагенеза	$N_{пр}$	Стадия катагенеза
Вартовская-331	2768-2769	8,5	1,0	Ж	1,85	Ж
Верхтарская-13	2807-2810	8,7	0,90	Ж	1,83	Ж
Северо-Сильгинская-2	2643-2646	8,9	1,02	Ж	1,84	Ж
Казанская-3	2813-2819	8,9	1,15	Ж	1,85	Ж
Шахматная-1	2600-2603	10,5	1,8	К-ОС	1,9	К
Каргасокская-1	2892-2920	11,9	3,3	Т-ПА	1,97	Т
Куржинская-235	2503-2515	11,7	3,1	Т-ПА	1,98	Т
Колпашевская-7	2957-2967	14,0	4,0	А	2,00	ПА-А
Северо-Колпашевская-81	2660-2665	14,5	4,6	А	2,00	ПА-А
Кочебиловская-1	2831-2836	13,4	3,4	А	2,04	А
Сибкраевская-370	2891-2897	11,8	2,9	Т-ПА	1,99	ПА

Элементный состав керогена

Элементный состав керогена изучался в ограниченном количестве проб по концентратам НСВ. В основу применения этого метода положена следующая известная закономерность: по мере нарастания катагенеза у однотипных микрокомпонентов РОВ увеличивается содержание $C^Г$ при одновременном уменьшении $O^Г$ и $H^Г$. Это хорошо прослеживается и на наших материалах. Данные по элементному составу керогена в основном не противоречат материалам других методик по диагностике стадий катагенеза (см. табл. 1). Наиболее эффективен этот метод для сильно преобразованного РОВ. Он нами самостоятельно использовался для установления катагенеза только на Пульсёвской площади, где не было необходимого материала для углелетрографических исследований.

Инфракрасная спектроскопия битумоидов

Инфракрасная спектроскопия автохтонных битумоидов, состав которых не изменился вследствие миграции, изучалась на спектрофотометре UR = 20. Автохтонность битумоида устанавливалась в первую очередь по коэффициенту битумоидности, а также по некоторым параметрам состава. Методика приготовления препаратов и условия съемки спектрограмм заимствованы из работ Е.А. Глебовской с соавторами [28, 77]. Стадии катагенеза определялись путем сравнения полученных спектрограмм с эталонными. Спектрограммы сапропелевого ОВ брались в основном из отмеченных выше литературных источников. Для гумусового ОВ нами были приготовлены эталоны из битумоидов углей Кузбасса разной степени преобразованности. Для смешанного типа ОВ использовались как те, так и другие эталоны.

При изучении спектрограмм битумоидов в качестве диагностических параметров рассматривались интенсивности полос поглощения, наиболее заметно меняющихся в зависимости от степени катагенеза и типа ОВ. Количественное выражение ИК-спектров битумоидов высчитывалось по оптической плотности. Диагностика стадий катагенеза по ИК-спектрам автохтонных битумоидов, как правило, хорошо согласуется с данными по отражательной способности витринита (см. табл. 1). Ошибка в определении обычно составляет не более полстадии, реже — до стадии. Этим методом, без привлечения других, установлен катагенез на Мыльджинской, Лугинской и Мартовской площадях.

Термография пород

Этот метод основан на том, что экзотермические эффекты кривой нагревания, соответствующие выгоранию ОВ, по мере повышения катагенеза смещаются на термограммах в область более высоких температур. При съемке термограмм мы придерживались рекомендаций Л.М. Алексеева с соавторами /2/, Т.В. Марининой, Т.Н. Красавиной /75/, Л.Е. Козловой /55/. Термографическое изучение РОВ было выполнено на дериватографе системы Паулика, Паулика, Эрдеи. Исследовались образцы с минимальным содержанием пиритного железа, предварительно обработанные 10 %-ной соляной кислотой. Концентрации ОВ во всех пробах приводились к одному уровню (1%) путем "разбавления" окисью алюминия или, наоборот, обогашения посредством частичного растворения минеральной части пород в соляной и плавиковой кислотах.

Кривые дифференциального термического анализа (ДТА) позволяют получить термические характеристики, сравнивая которые с эталонами, можно оценить катагенез РОВ. В качестве эталонов нами использовались термограммы из вышеупомянутых работ, а также кривые ДТА, полученные автором по пробам, для которых углепетрографическими методами установлен тип ОВ и степень его углефикации. Особенно эффективен этот метод для высокопреобразованного РОВ, катагенез которого можно установить с точностью до стадии. По-видимому, это связано с тем, что по мере углефикации РОВ у него постепенно исчезают первичные генетические особенности, влияющие на характер термограмм. В частности, на этапах апокатагенеза (стадии Т-А) термические характеристики сапропелевого и гумусового ОВ практически одинаковы.

По нашим материалам прослежено, что переотложенное РОВ может существенно исказить диагностику стадий катагенеза (табл. 9), и, поскольку при термографическом исследовании трудно учесть влияние переотложенного РОВ на характер термограмм, в большинстве случаев, очевидно, не следует ориентироваться только на один этот метод. Его нужно использовать в комплексе с другими методами.

С использованием только данных термографии был определен катагенез на Гужихинской, Речной и Рогалевской площадях.

Плотность глинистых пород

Плотность глинистых пород является физическим свойством, в какой-то мере отражающим степень катагенеза. Плотность сухих пород определялась методом гидростатического взвешивания на аналитических весах с точностью 0,006–0,008 г/см³. Анализы выполнены в лаборатории физических свойств горных пород СНИИГГиМСа¹

¹ Зав. лабораторией Н.А. Туезова.

Таблица 9

Влияние переотложенного РОВ на диагностику стадий катагенеза по термограммам (доюрские отложения)

Скважина	Интервал, м	Стадии катагенеза по данным		
		углепетрографии		термографии
		не переотложенное ОВ	переотложенное ОВ	
Еланская-1	3144-3145	К	ПА	Т-ПА
Озерная-71	2920-2923	К	Т-ПА	Т-ПА
Останинская-429	2990-2995	Ж	Т	ОС-Т
Вартовская-335	2591-2601	Г-Ж	Т-ПА	ОС-Т
Казанская-3	2813-2819	Ж	Т	ОС-Т

Исследовались аргиллиты, не содержащие значительной примеси карбонатных минералов и ОВ, поскольку карбонатный материал завышает значения объемного веса, а ОВ - занижает.

В изученных материалах вполне ясно прослеживается увеличение плотности глинистых пород по мере нарастания катагенеза (табл. 10, рис. 4). Однако в разных частях шкалы катагенеза объемный вес пород с глубиной нарастает с разной интенсивностью. Например, от стадии Г до стадии Ж объемный вес увеличивается на 0,1 г/см³.

Таблица 10

Изменение объемного веса σ аргиллитов по стадиям катагенеза

Стадия катагенеза	σ г/см ³	Количество проб
Г	2,47/(2,44-2,50)	28
Ж	2,57/(2,55-2,59)	42
К	2,62/(2,61-2,63)	19
ОС	2,65/(2,64-2,66)	15
Т	2,67/(2,66-2,68)	21
ПА	2,69/(2,68-2,70)	21
А	2,73/(2,72-2,74)	30

Примечание: в числителе - арифметическое среднее, в знаменателе - доверительный интервал среднего значения при доверительной вероятности 99%.

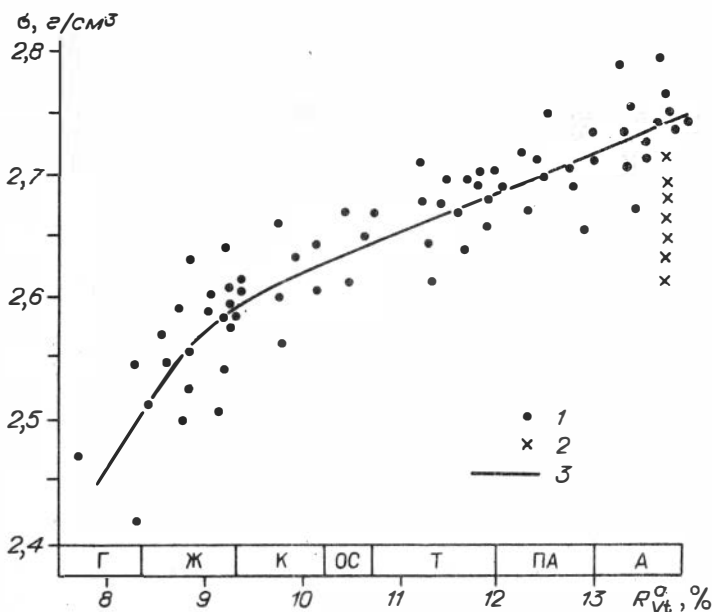


Рис. 4. Зависимость между отражательной способностью витринита и плотностью вмещающих глинистых пород.

1 - пробы; 2 - в том числе пробы района г. Колшашево; 3 - средние значения объемного веса.

На более высоких стадиях катагенеза (К-А) процесс уплотнения глин замедляется, увеличение объемного веса пород между соседними стадиями катагенеза варьирует в интервале $0,02-0,04 g/cm^3$. Не исключено, что на конечных этапах апокатагенеза значения объемного веса пород будут оставаться практически на одном уровне.

Доверительные интервалы средних значений объемного веса, рассчитанные при доверительной вероятности 99%, у смежных стадий катагенеза не перекрываются. Линейная связь между отражательной способностью витринита и плотностью вмещающих глинистых пород положительная и сильная ($r = +0,73$, $p = 0,001$). Это дает основание использовать материалы по плотности глинистых пород для диагностики катагенеза с точностью примерно до стадии.

В заключение отметим следующее: хотя за основу построения карт катагенеза ОВ брались данные углепетрографических анализов, использование отдельных методов дало дополнительный материал. А в некоторых случаях катагенез удавалось установить только вспомогательными методами, так как не было проб, благоприятных для углепетрографического исследования.

КРАТКИЙ ОЧЕРК
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ
ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

В юго-восточной части Западно-Сибирской плиты поверхность доюрских образований прослеживается бурением на глубинах 1,4–3,2 км. Они вскрыты скважинами на мощность от нескольких метров до 1762 м. Тектоническая природа их довольно сложна и трактуется исследователями по-разному. Автор данной работы, занимающийся исследованием РОВ, придерживается тех представлений о тектонике палеозойских отложений, которые сложились в Институте геологии и геофизики СО АН СССР.

Доюрское основание Западно-Сибирской плиты, несомненно, гетерогенное /36, 88, 101/. В его составе выделяется два структурно-формационных этажа: складчатый фундамент (сооружения от докембрийских до герцинских) и промежуточный тектонический комплекс. Первый сложен типично геосинклинальными формациями с широко распространенными разнообразными магматическими породами, в том числе гранитами. Второй, развитый на значительной территории и залегающий между складчатым фундаментом и мезозойско-кайнозойским платформенным чехлом, состоит в основном из осадочных и вулканогенно-осадочных образований, характеризующихся сравнительно невысокой степенью литификации. В предлагаемой работе главное внимание уделяется этим отложениям, поскольку с ними связаны основные перспективы нефтегазоносности палеозоя.

Распространение промежуточного комплекса

Доюрское основание плиты изучается разнообразными геофизическими методами, а также путем бурения. Для исследования палеозойских образований наиболее перспективны сейсмические методы, в частности ГСЗ, КМПВ, МОГТ. Однако на рассматриваемой территории эти работы проведены в небольшом объеме, а скражин, вскрывших палеозой, еще сравнительно мало. Поэтому почти все имеющиеся тектонические карты построены главным образом по материалам магнито- и гравиразведки с учетом данных бурения. Но эти карты существенно отличаются друг от друга, что, возможно, в значительной мере связано с недостаточной надежностью магнито- и гравиметрических методов для изучения глубоко залегающих толщ. Так, В.И. Шрайбман и С.В. Богданова /117/ с соавторами показали, что магнитные аномалии не отражают локальных особенностей структуры фундамента, определяемых бурением.

С.В. Крыловым и А.Л. Крыловой был выполнен сравнительный анализ данных ГСЗ и гравитационных аномалий для юга Западно-Сибирской плиты. Они отмечают, что на данной территории нет гра-

ницы с доминирующим гравитационным эффектом, а имеющиеся границы несогласно залегают друг с другом в связи с инверсией структурных форм с глубиной. Это позволило им заключить, что "... для глубин залегания разных границ и наблюдаемых аномалий силы тяжести не устанавливается сколько-нибудь надежных зависимостей" /70, с. 62/.

Материалы МОГТ, ГСЗ, КМПР позволяют судить о мощности промежуточного тектонического комплекса. Так, в юго-восточной части Нижневартковского свода она достигает 4-5 км, в районе г. Колпашево - 2-5 км, в Нюрольском осадочном бассейне - до 5 км. Обширная область больших мощностей промежуточного комплекса отмечается на крайнем юго-востоке Западно-Сибирской плиты, за пределами изучаемой территории.

Применяемые геофизические методы способствуют выяснению внутренней структуры доюрских отложений. Однако для картирования области развития промежуточного комплекса этих материалов пока недостаточно. Поэтому коллективом исследователей под руководством А.А. Трофимука и В.С. Вышемирского /87/ была проведена диагностика складчатого фундамента и промежуточного комплекса на основе литолого-геохимического изучения керн скважин. На их схеме выделяется обширная область распространения промежуточного комплекса, который прерывается отдельными выступами складчатого фундамента. Следует заметить, что на схемах сотрудников СНИИГГиМСа, которые наряду с материалами бурения широко используют данные магнито- и гравиразведки, область распространения промежуточного комплекса значительно меньше /42/.

Большую помощь в разграничении доюрских отложений может оказать детальное изучение степени катагенеза РОВ. На примере различных угольных бассейнов отчетливо прослеживается зависимость катагенетической преобразованности углей от тектонической обстановки района. На это неоднократно указывали И.И. Аммосов /3/, Ю.А. Жемчужников /39/, В.И. Скок /95/, Г.А. Иванов /48/ и другие исследователи. Так, В.И. Скок различия в катагенезе углей по территории Кузнецкого бассейна полностью связывает с тектоникой региона. Близкая точка зрения на катагенез некоторых районов Кузбасса была еще раньше высказана И.И. Аммосовым /3/. Ю.А. Жемчужников нарастание катагенеза нижнекарбонных углей от бурых (подмосковных) до антрацитов (уральских) объяснял усилением тектонических процессов по направлению к востоку или к центру Уральской геосинклинали.

Г.А. Иванов, выделяя среди угленосных формаций геосинклинальные, платформенные и промежуточные, подчеркивал, что для геосинклинальных обстановок характерны высокопреобразованные угли (стадии Т-А). Платформенные области в противоположность геосинклинальным отличаются малыми (от первых сотен до тысячи и более метров) амплитудами и скоростями прогибания. В наиболее стабильных частях платформ ОБ преобразовано в основном до стадии Б. Мощность их измеряется чаще всего сотнями метров. В подвиж-

ных частях платформ, где угленосные толщи претерпели существенные погружения (мощность до 3 км и более), катагенез углей достигает стадий Д-Ж, а на максимальных глубинах и выше.

Районы, занимающие в тектоническом отношении промежуточное положение между платформенными и складчатыми областями (краевые прогибы, межгорные впадины), имеют черты сходства как с теми, так и с другими. Поэтому в них встречается почти весь спектр стадий катагенеза – от Д до Т, а иногда и до А. Наименее преобразованное ОВ в пределах этих структур находится во внешних зонах, которые в большей степени сходны с платформенными областями, чем с геосинклинальными. Стадии катагенеза К-Т отмечаются главным образом во внутренних (пригеосинклинальных) зонах структур.

В качестве примера соответствия степени катагенеза углей зонам, выделенным по геотектоническому режиму, Г.А. Иванов приводит Донецкий бассейн. Так, в его юго-восточной геосинклинальной зоне распространены тощие угли, полуантрациты и антрациты; в промежуточной субгеосинклинальной зоне, окаймляющей с запада собственно геосинклинальную, заключены угли стадий катагенеза Д-ОС. Субплатформенная формация, занимающая периферические части Большого Донбасса, характеризуется бурьми углями или переходными от бурых к длиннопламенным.

Таким образом, катагенетическая преобразованность РОВ (в комплексе с другими методами) может способствовать разграничению осадочных образований, прошедших и не прошедших геосинклинальные и складчатые этапы развития. Имеющиеся в нашем распоряжении данные по катагенезу РОВ палеозоя позволили уточнить схему распространения промежуточного комплекса и складчатого фундамента, разработанную ранее в Институте геологии и геофизики СО АН СССР на основе литификации осадочных пород /87/. Выполнившие нами исследования катагенеза РОВ доюрских отложений проведены на значительно большем материале, чем во всех предыдущих работах. И хотя данных по катагенезу РОВ все же меньше, чем по литологии, они являются важным дополнением к аргументации границ между складчатым фундаментом и промежуточным комплексом. Последний, по нашим материалам, прослеживается на 77% изученной территории. В связи с тем, что промежуточные зоны угленосных формаций подразделяются на субплатформенные и субгеосинклинальные, мы также выделяем подобные образования (рис. 5) в промежуточном тектоническом комплексе Западно-Сибирской плиты.

К субплатформенным отнесены отложения, РОВ которых преобразовано до стадий Г – К. Объемный вес аргиллитов здесь обычно $2,50-2,60 \text{ г/см}^3$, реже выше, – до $2,64 \text{ г/см}^3$. По названным параметрам эти отложения близки к базальным толщам платформенного чехла Западно-Сибирской плиты, в которых РОВ углефицировано до стадий Д-Ж, а объемный вес аргиллитов варьирует в интервале $2,32-2,60 \text{ г/см}^3$. Близкие значения катагенеза РОВ характерны

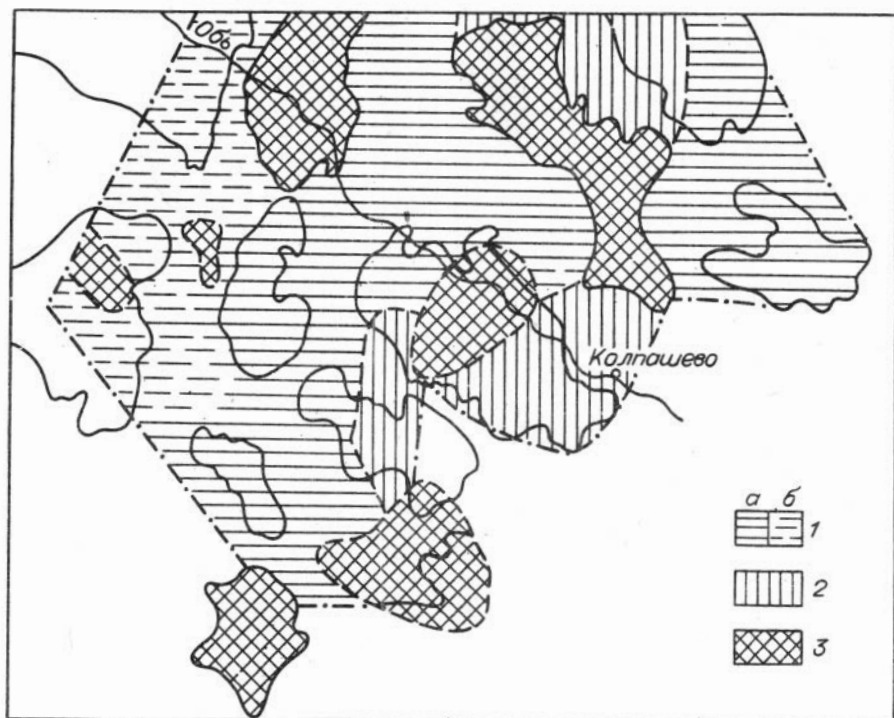


Рис. 5. Распространение промежуточного комплекса.

1 - зоны субплатформенных отложений промежуточного комплекса: а - достоверная, б - предполагаемая; 2 - зона субгеосинклинальных отложений промежуточного комплекса; 3 - выступы складчатого фундамента, гранитные батолиты.

для осадочного чехла других платформенных областей и прилегающих к ним внешних зон краевых прогибов. Все это дает основание считать отложения промежуточного комплекса с РОВ Г-К стадий катагенеза субплатформенными. Они занимают около 80% площади развития промежуточного комплекса, главным образом в центральной части изучаемого региона: Нюрольский и Усть-Тымский осадочные бассейны и, частично, Средневасюганский, Пудинский, Парабельский мегавалы. Субплатформенные отложения выделены и на крайнем востоке территории, в районе Ажарминского мегавала и Владимировского свода. Здесь породы преобразованы уже сильнее, чем в центральной части, и катагенез РОВ достигает стадии К.

Субгеосинклинальные отложения претерпели более существенные изменения, но менее интенсивные, чем на выступах складчатого фундамента, прошедших геосинклинальный этап развития. Для них характерна высокая преобразованность РОВ в широком диапазоне стадий катагенеза (ОС-А), а объемный вес аргиллитов дости-

гает $2,70\text{г/см}^3$. По этим параметрам субгеосинклинальные отложения родственны образованиям внутренних зон краевых прогибов. В пределах изучаемой территории по степени катагенеза РОВ и литификации пород они значительно ближе к складчатому фундаменту, чем к платформенному чехлу. Субгеосинклинальные отложения встречаются в трех сравнительно небольших районах, примыкающих к выступам складчатого фундамента. Не исключено, что их расположение связано с близостью к областям герцинской складчатости.

В ряде районов отложения промежуточного комплекса отсутствуют и платформенный чехол налегает непосредственно на складчатый фундамент. На территории исследования выделяется 7 выступов складчатого фундамента. В их пределах РОВ испытало метаморфизм до стадии А, характерный главным образом для складчатых областей. Осадочные породы выступов сильно литифицированы. Объемный вес аргиллитов колеблется здесь от $2,70$ до $2,77\text{г/см}^3$. По этим показателям выступы складчатого фундамента заметно выделяются среди окружающих их отложений промежуточного комплекса. А еще более резко они отличаются от перекрывающего их платформенного чехла. Характерной особенностью складчатого фундамента является наличие гранитных интрузий. На некоторых выступах (Межовский, Пионерский) магматические породы преобладают над метаморфическими.

Во многих районах границы выступов фундамента определяются довольно надежно благодаря достаточной густоте расположения скважин и ясной контрастности в степени катагенеза РОВ по территории. Наиболее уверенно границы проводятся между рядом расположенными площадями, породы которых имеют резкие отличия в степени катагенеза. Например, на Северо-Сильгинской площади РОВ преобразовано до стадии Ж, а объемный вес аргиллитов равен $2,58\text{г/см}^3$ (субплатформенные отложения). В 15 км восточнее, на Коcheбиловской площади, катагенез РОВ достигает стадии А и объемный вес аргиллитов превышает $2,70\text{г/см}^3$. Подобные соотношения этих параметров отмечаются на Никольской и Южно-Назинской, Казанской и Сомовской площадях.

Менее уверенно границы выступов проводятся с субгеосинклинальными отложениями, поскольку катагенез этих пород близок к катагенезу осадочных образований складчатого фундамента. Например, по всей территории Парабельского мегавала РОВ углефицировано примерно с одинаковой интенсивностью (стадии ПА-А). Однако в восточной его части отмечается меньшая литификация пород ($\rho = 2,62-2,68\text{г/см}^3$) и преобразованность минеральной части $1/87$, что позволило отнести эти отложения к промежуточному комплексу субгеосинклинального характера. По-видимому, их граница проходит в районе глубинного разлома, зафиксированного ГСЗ западнее Басмасовской и Верхнекарзинской площадей.

Разграничение доюрских образований, проведенное на основе катагенеза РОВ и литификации пород, согласуется с имеющимися материалами ГСЗ. Так, в районах, где, по нашим данным, выделя-

ются выступы складчатого фундамента, на профилях ГСЗ фиксируются породы с высокой скоростью упругих волн (6,3–6,4 км/с). В областях развития промежуточного комплекса граничные скорости составляют 5,0 и 5,3–5,7 км/с. Эта согласованность разных методов позволяет считать проведенное разграничение доюрских образований достаточно надежным. А сведения о катагенезе РОВ мы рекомендуем использовать в качестве дополнения к комплексу методов, применяемых для диагностики разных структурно-формационных этажей.

Как видно из вышеизложенного, строение доюрских образований представляется в виде мощной толши промежуточного комплекса, местами прерывающегося выступами складчатого фундамента. Такое представление согласуется со схемой строения фундамента молодых плит, разработанной А.А. Арбатовым, М.С. Бурштаром, Л.Г. Кирюхиным с соавторами на материалах по Туранской и Скифской плитам. Они приходят к выводу, что "фундамент имеет гетерогенное строение и состоит из крупных изометричных блоков – срединных массивов или массивов ранней консолидации, разделенных узкими, линейно-вытянутыми системами и зонами палеозойской и раннемезозойской складчатости" /6, с. 15/.

Литолого-стратиграфическая характеристика промежуточного комплекса

Доюрские отложения пока трудно коррелировать не только в региональном масштабе, но и в пределах отдельных разведочных площадей, так как осадочные образования существенно дислоцированы и подавляющим большинством скважин вскрыты на небольшую мощность отложения разного возраста. Поэтому сопоставлять разрезы скважин можно лишь в редких случаях. Полный разрез промежуточного комплекса пока не установлен, и схема его стратиграфического расчленения составлена только по вскрытым разрезам. На основе имеющегося материала в промежуточном комплексе выделяют три толши: среднепалеозойскую преимущественно карбонатную, верхнепалеозойскую терригенную и пермотриасовую вулканогенно-осадочную /87/. Сравнительно недавно появились сведения о более древних отложениях – вплоть до вендских.

Вендские отложения отмечаются в разрезе скв. Вездеходной-3 (рис. 6). Здесь в интервале 3319–3478 м встречены проблематические остатки *Stromatactis ex. gr. palaeozoicus* Posp., *Spongionstroma* Cf. *kowzasensis*, по которым А.Г. Поспелов определил их возраст как верхи венда /62/. Вскрытая мощность их 853 м. Породы представлены светло-серыми, мелко- и среднезернистыми, иногда известковистыми доломитами, местами кавернозными. Об их мощности и стратиграфической принадлежности пока трудно судить, поскольку взаимоотношения их с выше- и нижележащими толщами на изучаемой территории не наблю-

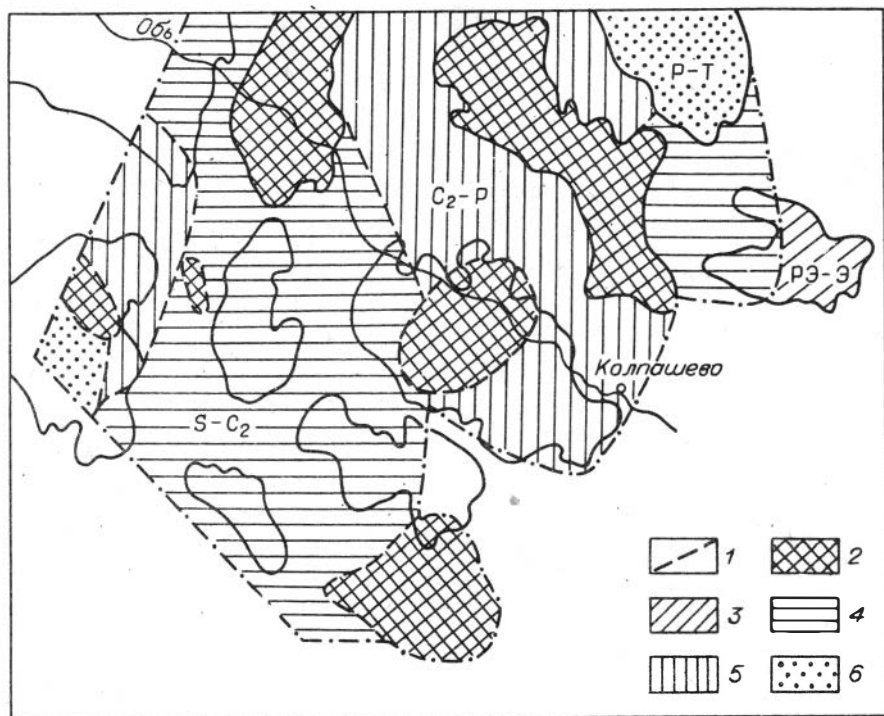


Рис. 6. Схематическая палеогеологическая карта предъюрского времени.

1 - геологические границы; 2 - выступы складчатого фундамента; 3 - венд (РЭ); 4 - верхний силур-средний карбон (S-C₂); 5 - средний карбон - пермь (C₂-P); 6 - пермо-триас (P-T).

дались. По литологическим признакам вендские отложения не имеют ясных отличий от среднепалеозойских.

Карбонатная толща (S-C₂) вскрыта многими скважинами на 45 разведочных площадях. Она широко распространена в Ньюрольском и Усть-Тымском осадочных бассейнах, а также в смежных с ними районах. Обнаружена и на крайнем востоке территории. Так, в известняках из скв. Няргинской (Владимировский свд) найдены водоросли предположительно девонского возраста /116/. Переотложенная девонская фауна встречается в верхнепалеозойских песчаниках на Вартовской площади, на основании чего было высказано предположение о распространении на этой территории среднепалеозойской толщи под верхнепалеозойской.

Наиболее полный разрез среднего палеозоя вскрыт скв. Малоичской-4 (1762 м). Детальное изучение фауны этого разреза позволило коллективу исследователей под руководством Б.С. Соколова выделить и палеонтологически охарактеризовать ряд стратиграфи-

ческих подразделений. Ими установлено, что в интервале 4061–4600 м карбонатные породы содержат строматопораты, характерные для пржидольского яруса верхнего силура. Выше по разрезу (3273–4061 м) отмечено преобладание нижнедевонской фауны: табуляты, брахиопод, конодонтов. Из интервала 2834–2981 м описаны преимущественно среднедевонские фораминиферы, в том числе разновидности, известные только в живетском ярусе /9/.

Более молодые отложения среднего палеозоя охарактеризованы фауной из керна с других разведочных площадей. Среди фаунистических остатков преобладают фораминиферы. Встречаются также мшанки, брахиоподы, радиолярии, пелелиподы, строматопоры, споры и пыльца. По фораминиферам и, в меньшей мере, по другим группам О.И. Богуш и О.В. Юфревым выделено несколько фаунистических комплексов /87/.

Комплекс с фораминиферами *Neoarchaesphara*, *Gribo-sphaeroides* описан ими по керну скважин многих разведочных площадей (Верхтарской, Тамбаевской, Северо-Сильгинской, Медведевской и др). Обнаружение в комплексе паратураммин, не известных в отложениях древнее живетского яруса, и архелаген, не найденных в породах моложе франского яруса, позволило О.И. Богуш и О.В. Юфреву датировать отложения с этим комплексом живетским–франским ярусами.

Комплекс с *Quasiendothyra* sp., *Earlandia minima* зафиксирован в отложениях Нижнетабаганской, Колотушной, Останинской и других площадей. По многокамерным фораминиферам отложения датируются верхней частью фаменского яруса – нижним турне.

Комплекс с *Mediocris Breviscula*, *Globoendothyra* ex gr. *globulus* на территории исследования обнаружен только на Верхнесалатской площади, где в прослоях органогенных известняков определены фораминиферы, характерные для визейского яруса нижнего карбона.

Комплекс с *Planospirodiscus minimus* описан ими по керну скв. Средневасюганской-1. Фораминиферы представлены почти одними архидисцидами. Сходные комплексы архидисцид в других районах характеризуют отложения как нижнюю часть башкирского яруса среднего карбона /87/.

Следовательно рассматриваемая толша датируется от пржидольского яруса верхнего силура до башкирского яруса среднего карбона включительно /9, 87/. Следует полагать, что возрастные интервалы толши несколько шире. Нижняя граница ее еще не вскрыта. Возможно, будут обнаружены отложения древнее верхнего силура. Верхние горизонты толши существенно размыты, и платформенный чехол ложится на разновозрастные отложения – от среднего девона до среднего карбона. Не исключено, что в некоторых районах сохранились отложения моложе башкирского яруса.

Среднепалеозойская толша сложена в основном карбонатными породами. Иногда встречаются прослои аргиллитов, алевролитов, песчаников и кремнистых пород, а также дайки, силлы и покровы магматических образований, главным образом эффузивов.

Карбонатные породы представлены преимущественно известняками. Преобладают светло-серые разности, но отмечаются также темно-серые и черные. Чаше всего они крепкие, массивные, но встречаются и с беспорядочно ориентированными трещинами, выполненными кальцитом. В некоторых известняках заметна слоистость, обусловленная либо примесью терригенного материала, либо скоплениями раковин. Почти всегда в виде сыпи и глобулей в них содержится пирит. Нередко известняки в различной степени доломитизированы, вплоть до переходных разностей к доломитам. В некоторых из них встречаются пустоты выщелачивания. Известняки преимущественно органогенные и были обнаружены в 70% скважин, вскрывающих эту толщу. Встречаются как чисто биоморфные, так и детритово-биоморфные. Они состоят из целых кальцитовых раковин и их фрагментов. Хемогенные известняки менее развиты и находятся обычно в виде отдельных прослоев среди органогенных известняков. Породообразующая часть их представлена кальцитом, нередко в смеси с доломитом.

Кремнистые породы обнаружены лишь в разрезах нескольких скважин. Условия залегания и распространения их пока остаются невыясненными. Породы обычно серые, однородные или неясно слоистые. Среди них встречены глинисто-кремнистые брекчии и органогенные кремнистые породы (спонголиты, радиоляриты).

Терригенные породы отмечаются преимущественно на восточном борту Ньюорльского бассейна. Аргиллиты темно-серые и черные, зачастую сильно известковистые, переходящие в мергели. Слоистость их обусловлена распределением обломочного материала, органического вещества и пирита. В глинистой составляющей в одних случаях преобладают каолинит, хлорит и гидрослюды, в других гидрослюды и монтмориллонит. Песчаники обычно мелко- и среднезернистые, иногда с примесью гравийного материала. Некоторые алевролиты сильно глинистые, переходящие в алевролитистые аргиллиты. Нередко в песчаниках и алевролитах отмечается слоистость, обусловленная примесью глинистого материала, слюды, сидерита. Сложены они преимущественно кварцем, полевыми шпатами, обломками пород. Окраска их меняется от светло-серой до темно-серой, иногда отмечаются зеленоватые и красноватые оттенки. Последние присущи туфопесчаникам и туфоалевролитам, которые на 60-80% состоят из обломков эффузивов, в частности вулканического стекла.

Терригенная толща (С₂-Р) выходит на доюрскую поверхность в значительной части Усть-Тьмского бассейна. Развитие отложений верхнего палеозоя предполагается в восточной части Парабельского мегавала. Терригенные породы, возможно того же возраста, вскрыты и на западе территории (восточные окраины Каймысовского и Нижневартовского сводов). Палеонтологически охарактеризованные отложения верхнего палеозоя в пределах изучаемой территории имеются только на Вартовской площади. Здесь В.С. Бочкаревым и Ю.С. Папиным описан комплекс фауны с двустворками *Javorskiella*. Кроме этих двустворок определены также

представители других родов, характерные для фауны М Кузбасса. Возраст комплекса датируется ими в интервале верхняя часть карбона – нижняя пермь /10/. Однако несколько позднее О.И. Богуш и О.В. Юферев, изучая материалы этих исследователей, пришли к выводу, что обнаруженная фауна свидетельствует не точнее как с верхнепалеозойском возрасте вмещающих отложений /87/. Толща отнесена к среднему карбону – перми. Нижняя граница ее определяется тем, что в верхах нижележащей карбонатной толщи встречается фауна башкирского яруса среднего карбона. В то же время толща не может быть моложе перми, поскольку в ней найдена фауна верхнего палеозоя и она перекрывается нерасчлененными отложениями пермо–триаса.

Верхнепалеозойская толща сложена преимущественно терригенными, часто переслаивающимися породами – аргиллитами, алевролитами и песчаниками; иногда среди них встречаются магматические образования. Толща вскрыта скважинами на мощность до 200м полный разрез ее пока не установлен. По простиранию толщи отмечаются некоторые изменения в литологическом составе: возможно, на разных площадях вскрываются либо разные части разреза, либо разные фациальные зоны седиментационного бассейна.

Аргиллиты как массивные, так и слоистые. В одних случаях слоистость обусловлена распределением грубообломочного материала, в других – карбонатного. Глинистые минералы в них представлены каолинитом и гидрослюдами, с примесью хлорита. Обломочный материал составляет от 5 до 40%. Он образует линзы и прослой зерен кварца, а также полевых шпатов. В разрезах скважин Парабельского мегавала аргиллиты темно–серые и черные, обогащенные ОВ, местами слегка рассланцованные. В Усть–Тымском бассейне они серые и темно–серые, алевролитистые, менее крепкие.

Песчаники и алевролиты встречаются в разрезах многих скважин, вскрывающих эту толщу. Они залегают в виде прослоев и пакчек разной мощности то с резкими, то с постепенными переходами одних разностей в другие. В них в различных количественных соотношениях присутствуют кварц, полевые шпаты, обломки пород. На Парабельском мегавале они темно–серые, мелкозернистые, в Усть–Тымском бассейне – светло–серые. Так, на Вартовской площади отмечается два пласта крупнозернистых известковистых песчаников с гравийным материалом и крупными фрагментами растительного детрита. Именно в этих песчаниках обнаружены обломки известняков с девонской фауной.

В западной части исследованной территории несколькими скважинами непосредственно под юрскими отложениями вскрыты сероцветные терригенные породы, которые по условиям залегания предположительно отнесены к верхнему палеозою.

Вулканоогенно–осадочная толща (Р–Т) выделена на западной и восточной окраинах рассматриваемой территории (Каймысовский свод, Ажарминский мегавал). Возраст толщи определяется по находкам спор и пыльцы триасового возраста /11/ и по анало-

гии с пермотриасовыми отложениями Сибирской платформы. Она перекрывается тюменской свитой ниже-среднеюрского возраста, а подстилается фаунистически охарактеризованными отложениями среднего и верхнего палеозоя.

Отложения пермо-триаса вскрыты несколькими скважинами на небольшую мощность (первые метры, реже десятки метров). И только на крайнем востоке отдельные скважины (Ванжильская-2, Ярская-1) прошли по ним несколько сот метров. Толща сложена туфогенными песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов и эффузивов. На ряде площадей под юрскими отложениями скважинами вскрыты только эффузивы траппового облика, являющиеся скорее всего тоже пермотриасовыми.

Осадочные породы толщи нередко пестроцветные, в основном розовато-серые, вишнево-красные, с зеленоватыми пятнами, в разной степени известковистые, с пологоволнистой слоистостью. Песчаники средне- и мелкозернистые. Обломочный материал (полевые шпаты, обломки эффузивов) составляет 70-80% объема породы. Аргиллиты тонкослоистые, со значительной примесью алевроитового материала. Встречаются как слабые, так и крепкие массивные породы, иногда с трещинами. Сложены они хлоритом, кальцитом, лейкоксеном.

Кора выветривания. На большинстве разведочных площадей верхняя часть доюрских отложений превращена в кору выветривания. Она развита по различным породам промежуточного комплекса и складчатого фундамента. Ее образование относится к периоду континентального перерыва перед формированием платформенного чехла. Внешний облик коры выветривания довольно разнообразен. Чаще всего это буро-розовая рыхловатая глинистая масса с обломками измененных пород либо светлые плотные аргиллитоподобные породы с мелкими включениями сидерита. Вниз по разрезу кора обычно постепенно сменяется невыветрелыми породами. Мощность ее колеблется от нескольких до 100 метров и более, хотя в основном не превышает первые десятки метров.

Глава 1V

РАССЕЯННОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Доюрские отложения формировались в широком диапазоне фациальных обстановок - от карбонатных фаций открытого моря до пестроцветных континентальных /87/. Отсюда и существенные колебания в содержаниях органического вещества и в его микрокомпонентном составе. В рассматриваемых отложениях обнаружен только один небольшой прослой угля, поэтому практически все иссле-

дования проводились по нерастворимому РОВ и в меньшей мере использовались наблюдения над битуминозными компонентами. Важность подобных работ несомненна, поскольку эти материалы необходимы для диагностики нефтематеринских толщ и количественной оценки перспектив их нефтегазоносности.

Среднее содержание $C_{орг}$, подсчитанное для всех доюрских осадочных пород, составляет 0,6%, что примерно соответствует кларковому уровню, оцененному Н.Б. Вассоевичем в 0,58% /122/. Средние же содержания $C_{орг}$ по литологическим типам пород колеблются в очень широких пределах, то превышая кларковые уровни, то опускаясь ниже их. Как и в подавляющем большинстве других осадочных толщ, в изученных отложениях среднего и верхнего палеозоя содержания $C_{орг}$ вырастают от песчаников к аргиллитам. Лишь в пермо-триасовой толще это неясно выражено, поскольку все породы бедны ОВ. В среднем палеозое известняки по концентрации $C_{орг}$ существенно уступают аргиллитам, но превосходят песчаники и алевролиты. Распределение $C_{орг}$ в доюрских отложениях показано в табл. 11, составленной более чем по 300 определениям.

В изученных породах РОВ имеет различные формы, которые во многом зависят от характера исходного растительного материала и условий его захоронения. В доюрских отложениях РОВ встречается как в тонкодисперсном, так и во фрагментарном виде. Особым состоянием РОВ является его сорбированная форма. Все эти разновидности форм РОВ довольно отчетливо различаются. К тонкодисперсному (аттритовому) относится РОВ с размерами частиц в пределах 100 мк, а к фрагментарному - более 100 мк и до первых миллиметров. Обычно каждому литологическому типу пород присущи определенные формы нахождения РОВ. В доюрских отложениях обнаружены почти все микрокомпоненты, характерные для углей. В терригенных породах наиболее часто встречаются витринит, семивитринит, семифюзинит, фюзинит, споринит, в карбонатных - псевдовитринит, коллоальгинит и талламоальгинит. Микрокомпоненты различаются по форме, цвету, рельефу, структуре, отражательной способности, анизотропии. Нахождение ОВ в рассеянной, особенно тонкодисперсной, форме создает некоторые трудности при диагностике микрокомпонентов. Однако в большинстве изученных проб в значительных количествах присутствуют и сравнительно крупные фрагменты РОВ, что позволяет достаточно надежно установить его вещественно-петрографический состав.

Вендские (РЭ) карбонатные породы весьма бедны органическим материалом. Содержание $C_{орг}$ в них не превышает 0,1%, обычно варьируя в интервале 0,01-0,04%. ОВ представлено отдельными мелкими остатками водорослей, по которым трудно судить об их исходной природе.

Средний палеозой (S -D₂). В связи с различиями в микрокомпонентном составе РОВ вмещающих пород эта карбонатная толща подразделена на два возрастных интервала: S -D₁ и D₂-C₂.

Таблица 11

Распределение $C_{\text{орг}}$ в породах промежуточного комплекса, %

Возраст	Песчаники	Алевриты	Аргиллиты	Карбонатные породы	Среднее
РЭ	-	-	-	$\frac{0,01-0,1}{0,04}$	$\frac{0,01-0,1}{0,04}$
S -D ₁	-	-	-	$\frac{0,01-0,7}{0,25}$	$\frac{0,01-0,7}{0,25}$
D ₂ -C ₂	$\frac{0,03-0,26}{0,09}$	$\frac{0,01-0,46}{0,22}$	$\frac{0,03-1,50}{0,70}$	$\frac{0,01-1,49}{0,43}$	$\frac{0,01-1,50}{0,38}$
C ₂ -P	$\frac{0,03-1,01}{0,21}$	$\frac{0,03-1,88}{0,76}$	$\frac{0,01-6,5}{1,31}$	-	$\frac{0,01-6,5}{0,72}$
P-T	$\frac{0,01-0,05}{0,04}$	$\frac{0,01-0,07}{0,05}$	$\frac{0,01-0,06}{0,05}$	-	$\frac{0,01-0,07}{0,05}$

Примечание: числитель - интервал колебания содержаний $C_{\text{орг}}$, знаменатель - среднее.

Верхнесилурийские – нижнедевонские отложения более обогащены ОВ, чем вышерассмотренные. Среди них сравнительно бедные ОВ породы встречены в разрезах скв. Водораздельная-2, Лугинецкая-170, Эллей-Игайская-2. Существенные концентрации $C_{орг}$, в несколько раз превышающие кларковые, отмечаются в известняках скв. Малоичская-4, Северо-Останинская-2, Тамбаевской-3. Так, в разрезе скв. Малоичская-4 (3000-4600 м) содержание $C_{орг}$ колеблется от 0,2% до 0,5% [44], а в глинистых известняках скв. Северо-Останинская-2 достигает 0,7%.

Органическое вещество в этих породах представлено мелкими остатками водорослей, возможно бентосных. В проходящем свете они выглядят как желто-бурые образования с шагреновой поверхностью, в отраженном – серые, низкорельефные, с синеватым оттенком. Формы их обычно изометричные, размеры не превышают первых десятков микрон. Кроме них встречаются иногда округлые растительные остатки, по внешним признакам напоминающие споры. Однако генетическая природа последних пока еще недостаточно выяснена.

Терригенно-карбонатные отложения среднего девона – среднего карбона (D_2-C_2) характеризуются существенными колебаниями содержания ОВ и разнообразием его генетических типов. В РОВ наряду с сапропелевым материалом (псевдовитринит, коллоальгинит и талламоальгинит) встречаются фрагменты гумусовой растительности (витринит, фюзинит, лейптинит).

Для карбонатных пород отмечается повышенное содержание $C_{орг}$ (в среднем 0,43%), более чем в 2 раза превышающее кларковый уровень. Однако светло-серые известняки во внутренних районах Нюрольского бассейна сравнительно бедны ОВ. Содержание $C_{орг}$ в них обычно варьирует в интервале 0,1-0,25% (рис. 7). Вещественно-петрографический состав РОВ довольно однообразен. Среди органического материала резко преобладает сапропелевое РОВ, представленное главным образом мелкой коллоальгинитовой массой, исходным материалом для которой послужили планктонные организмы и водоросли. Это бесструктурное вещество с шагреновой поверхностью, желтое в проходящем свете и серое, с низким рельефом – в отраженном. На фоне основной тонкодисперсной массы иногда встречаются сравнительно крупные (до 0,5-1,0 мм) хорошо сохранившиеся остатки бурых водорослей. В проходящем свете они красно-коричневые, в отраженном – светло-серые, с заметным рельефом и четкими краями фрагментов. В отдельных пробах обнаружены обломки спор, внешние оболочки которых слегка затронуты окислением. Форма их обычно эллипсоидная. В проходящем свете они оранжево-коричневые, в отраженном – светло-серые и белые.

По мере продвижения от внутренних районов Нюрольского бассейна к его восточному борту чистые светлые известняки постепенно сменяются темными глинистыми (Нижнетабаганская, Калиновая, Останинская и другие площади). В этом же направлении заметно увеличивается содержание $C_{орг}$ (см. рис. 7). Здесь оно уже, как

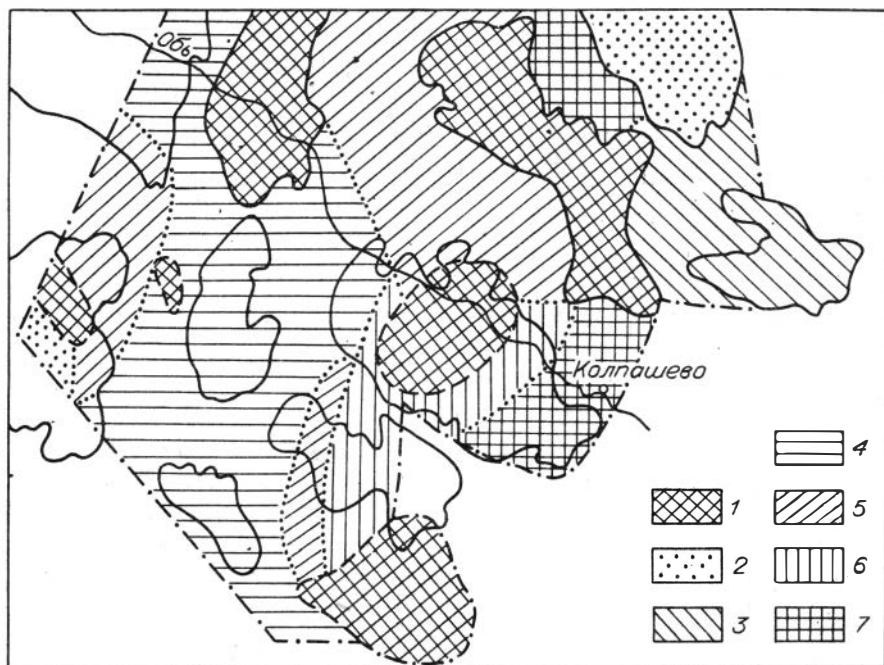


Рис. 7. Схема распределения $C_{\text{орг}}$ в осадочных отложениях промежуточного комплекса.

1 - выступы складчатого фундамента. Содержание $C_{\text{орг}}$ (%):
 2 - менее 0,10, 3 - 0,10-0,25, 4 - 0,25-0,50, 5 - 0,50-0,75, 6 - 0,75-1,0, 7 - более 1,0

правило, не опускается ниже кларкового уровня, достигая 1,0% и даже более. Вещественно-петрографический состав его отличается большим разнообразием. Для рассматриваемых прибрежно-морских отложений характерны максимальные по сравнению с другими изученными районами колебания микрокомпонентного состава РОВ (табл. 12). Например, содержание сапропелевого материала варьирует от 10 до 90% (в среднем 59%), а фюзинит в одних пробах достигает 70%, а в других вообще отсутствует (см. табл. 12).

В терригенно-карбонатных отложениях восточного борта Нью-рольского бассейна в РОВ большинства исследованных проб преобладают растительные остатки сапропелевого типа. Довольно часто РОВ представлено коллоальгинитом. В проходящем свете он желтый, желто-коричневый, а на конечных этапах мезокатагенеза появляются сероватые тона. В отраженном свете коллоальгинит из-за мелких размеров частиц и серых оттенков трудно отличим от минеральной массы. В ультрафиолетовых лучах он люминесцирует

Таблица 12

Микрокомпонентный состав РОВ доюрских отложений, %

Возраст	Vt	F	L	Al _g
РЭ	-	-	-	100
S -Д			$\frac{0-5}{1}$ (?)	$\frac{95-100}{99}$
D ₂ -C ₂	$\frac{0-40}{16}$	$\frac{0-70}{22}$	$\frac{0-10}{3}$	$\frac{10-90}{59}$
C ₂ -P	$\frac{20-55}{49}$	$\frac{25-60}{42}$	$\frac{5-10}{8}$	$\frac{0-2}{1}$

Примечание: в числителе – минимум и максимум, в знаменателе – среднее.

от серебристо-голубоватого цвета до желтовато-бурого. В породе коллоальгинит обычно встречается в дисперсной смеси с глинистым веществом, цементируя другие микрокомпоненты и минеральные зерна, реже образует свободные от них скопления.

Кроме коллоальгинита, в сапропелевом материале можно наблюдать и хорошо сохранившиеся остатки водорослей – талламоальгинит. В проходящем свете он обычно светло-желтый, реже у него отмечаются коричневые оттенки, свидетельствующие о некотором воздействии процессов окисления. В отраженном свете талламоальгинит темно-серый. В ультрафиолетовых лучах он обнаруживает интенсивное свечение желтоватых оттенков. Для него характерны округлые и эллипсоидные формы фрагментов, шагреновая поверхность, заметный рельеф. По внешнему виду эти растительные остатки напоминают водоросли типа *Pila*.

В сапропелевом ОВ довольно часто встречаются фрагменты псевдовитринита. В качестве самостоятельного микрокомпонента он выделен сравнительно недавно. Полагают, что исходным материалом для него служили многоклеточные сложнорасчлененные бентосные водоросли /27/. Псевдовитринит представляет собой лентовидные, слегка изогнутые образования с шагреновой поверхностью, коричнево-оранжевые и коричнево-бурые в проходящем свете и светло-серые, с заметным рельефом – в отраженном (см. приложение, фиг. 1). Во всех изученных нами пробах псевдовитринит обладает своеобразным голубоватым оттенком в отраженном свете. Сохранность его различна. Одни фрагменты плотные, однородные, с четкими контурами, иногда в них заметны остатки клеточной структуры (см. приложение, фиг. 2), другие – полуразложившиеся, с расплывчатыми очертаниями, переходящие в бесструктурное вещество. По отражатель-

ной способности псевдовитринит близок к витриниту. На высоких стадиях катагенеза у него наблюдается анизотропия, но выражена она слабее, чем у витринита.

Растительные остатки гумусового ряда обычно имеют подчиненное значение, но в отдельных пробах достигают 60–70%. Среднее содержание витринита и фюзинита соответственно 16 и 22%. Обычно они бесструктурные, но в отдельных фрагментах наблюдается звездчатая структура или разрушенные остатки клеток (см. приложение, фиг. 3–5). Окраска витринита по мере нарастания катагенеза меняется от красной до темно-коричневой, а фюзинит почти всегда непрозрачен. На долю лейптинита приходится в среднем 3%. В основном это споры округлой и лентовидной формы, оранжевых или коричневых цветов.

В палеозойских отложениях рассматриваемого района обнаружен пока единственный, насколько нам известно, образец угля (Нижнетабаганская площадь). Он залегает, судя по керну, в виде маломощного слоя в мергелях. Этот уголь – типичный богхед. В его составе преобладают остатки водорослей (90%), представленные двумя разновидностями. Одни ярко-желтые, лентовидные и нитевидные, несколько напоминающие споры низших стадий катагенеза. Размеры их колеблются в интервале 0,1–1,0 мм. Обычно они ориентированы в одном направлении, возможно, параллельно напластованию. Водоросли второго вида довольно крупные (0,5–2,0 мм), в проходящем свете темно-оранжевые и светло-коричневые. В них наблюдается слабо выраженная клеточная структура в виде пустот, залощенных кальцитом. По внешним признакам растительные остатки обеих разновидностей схожи с бурыми водорослями рода *Laminarites*.

Кроме сапропелевого материала в богхеде встречаются единичные фрагменты витринита (6%) и лейптинита (4%). Отсутствие в составе РОВ фюзинизированных растительных остатков и хорошая сохранность водорослей свидетельствуют о формировании этого угольного пропластка в анаэробных условиях, возможно, в заливно-лагунном бассейне.

В глинистых известняках довольно часто встречается сорбированное ОВ, обычно в виде ореола вокруг минерального зерна (см. приложение, фиг. 6, 7). В отличие от макро-микродетритных форм РОВ, в которых сохраняется первичная структура растительного остатка даже при очень малых размерах, сорбированное ОВ не имеет сколько-нибудь ясной структуры. Вероятно, оно образуется за счет той части ОВ, которая полностью разложилась и затем перешла в коллоидный раствор. Осаждение этого ОВ на минеральных частицах с последующим изменением под действием факторов катагенеза и образование неформированной смеси обеспечивает однородность ее строения. При этом в формировании этого вида РОВ возможно участие самых различных микркомпонентов и типов исходного растительного материала. Поэтому применительно к сорбированному ОВ трудно судить об его гумусовой или сапропелевой природе. Мож-

но только предполагать преобладание определенного типа ОВ, основываясь лишь на косвенных признаках. В последние годы в классификациях горючих сланцев сорбированное ОВ выделяют в самостоятельную группу сорбомикстинит, а по преобладающему генетическому типу ОВ различают гумосапро- или сапрогумосорбомикстинит /27, 84/. Если придерживаться этой классификации, то в изученных нами глинистых известняках наиболее распространен гумосапросорбомикстинит. В проходящем свете он имеет буроватые или коричневые цвета, а в отраженном - обычно белый.

Верхний палеозой (С₂-Р). Среди всех доюрских отложений эта терригенная толща наиболее обогащена растительным материалом. Содержание С_{орг} в ней варьирует в интервале 0,01-6,5%, в среднем 0,72%. Максимальные концентрации С_{орг} отмечаются в глинистых породах Колпашевского района. Здесь в большинстве исследованных проб С_{орг} превышает 1,0%, а иногда достигает и значительных величин - более 6,0% (Колпашевская, Поскоевская площади). В РОВ преобладают растительные остатки гумусового ряда (85-90%). Среди них наиболее распространены микрокомпоненты группы витринита (50-55%). Фюзинит и лейптинит занимают соответственно 35-45 и 5-10%. В связи с высоким катагенезом этих отложений (стадии ПА-А) все микрокомпоненты в проходящем свете непрозрачные. Они распознавались главным образом в отраженном свете по морфологии растительных остатков, их структуре, рельефу, отражательной способности, анизотропии. РОВ довольно отчетливо вырисовывается на фоне минеральной массы, поскольку у него проявляются признаки, характерные для высоко преобразованного ОВ, такие как высокий рельеф, яркая окраска, анизотропия и др. (см. приложение, фиг. 8, 9). Слабо измененное РОВ, как известно, почти сливается с минеральной массой.

В глинистых породах РОВ чаще всего встречается в тонкодисперсном состоянии с размером частиц от нескольких до десятков, реже сотен микрон (см. приложение, фиг. 10). При увеличениях, которыми мы обычно пользуемся (до 500), довольно трудно уяснить структурные особенности РОВ. Взаиморасположение растительных остатков в основном подчиняется структурным особенностям породы. При наличии слоистости углистые частицы располагаются вдоль нее. Здесь же нередко встречается и сорбомикстинит в виде пленок вокруг минеральных зерен.

Наряду с тонкодисперсным РОВ в глинистых породах отмечаются и сравнительно крупные фрагменты растений (до 1 мм). Они представляют собой удлиненно-таблитчатые образования, разбитые поперечной трещиноватостью, с хорошо различимой формой растительного остатка (см. приложение, фиг. 11). Ровная поверхность и четкие края фрагментов свидетельствуют о том, что при седиментогенезе они не подвергались интенсивным окислительным процессам. В палеозойских породах в отличие от мезозойских очень редки фрагменты с хорошо видимым клеточным строением. Чаще

всего преобладает звездчатая структура при сохранившейся форме растительного остатка (см. приложение, фиг. 3) или отдельные обрывки фрагментов с трудно различимым строением. Плохая сохранность клеточного строения может быть связана со многими причинами, в том числе с дальностью транспортировки фрагментов до места захоронения, интенсивной гелификацией, существенным давлением на породу, вызывающим нарушение структуры фрагментов и т. д.

В песчано-алевритовых породах Усть-Тымского бассейна концентрации $C_{орг}$ несколько меньше, чем в ранее рассмотренных аргиллитах, но обычно не ниже их кларковых уровней (0,50–0,75%). В некоторых пробах $C_{орг}$ достигает 1,0% и более, но это в основном из-за присутствия крупных фрагментов растений. В РОВ резко преобладают остатки гумусового ряда. Среди них фузинит занимает 55–60%. На витринит и лейптинит приходится соответственно 25–45 и 5–10%. Растительные остатки сапропелевой природы не характерны для этих отложений и были встречены только в единичных пробах.

В песчано-алевритовых породах фрагментарная форма РОВ обладает над тонкодисперсной. Размеры растительных остатков в основном существенно больше, чем в аргиллитах (редко менее 1 мм). Встречаются и более крупные (до нескольких миллиметров) в разной степени окисленные фрагменты. Форма их чаще всего изометричная, расположение хаотичное. Хотя и редко, но отмечаются крупные фрагменты, почти полностью сохранившие исходную форму и структуру растительного остатка (см. приложение, фиг. 12). Корродированная поверхность и изъеденные края фрагментов, по-видимому, свидетельствуют о продолжении биохимического разложения исходного растительного материала и после попадания его в осадок. Подтверждением этого является нахождение подобных форм РОВ главным образом в песчаниках, т.е. в пористых породах, способных пропускать воздух для поддержания процессов окисления. Избирательная окисленность фрагмента указывает на неоднородность его скелета (см. приложение, фиг. 13).

В целом для верхнепалеозойских отложений характерно преобладание микрокомпонентов группы витринита (табл. 12). Они представляют собой растительные остатки, которые в диагенезе практически не испытали окисления (фузинизации). Гелификация их в различных породах прекратилась на разных уровнях. Это нашло отражение в общих признаках сохранности структуры фрагментов. Так, в зависимости от интенсивности гелификации встречается структурный и (чаще) бесструктурный витринит (см. приложение, фиг. 12 и 11 соответственно).

Следует отметить, что бесструктурность фрагментов понятие условное. В частности, у внешне бесструктурного витринита на этапах апокатагенеза можно наблюдать проявление скрытой структуры, которая выражается неравномерной анизотропией растительного остатка. Это свидетельствует о сохранении в каком-то виде

клеточной структуры и у этого витринита. На низких же стадиях катагенеза обычными петрографическими методами структуру витринита трудно обнаружить. Возможно, наряду с другими причинами определенную роль в преобладании бесструктурного витринита в доюрских отложениях могли сыграть и факторы катагенеза. По крайней мере, среди сильно углефицированных фрагментов витринита Колпашевского района (стадии ПА-А) не отмечается ясно видимой структуры (см. приложение, фиг. 8), тогда как в Усть-Тымском бассейне на средних этапах мезокатагенеза структура витринита отчетливо прослеживается (см. приложение, фиг. 12). Подобные явления были отмечены в ряде районов и другими исследователями [38].

Витринит характеризуется наиболее закономерным по сравнению с другими микрокомпонентами изменением в процессе катагенеза многих свойств (отражательной способности, показателя преломления, элементного состава и др.). Так, его окраска меняется в проходящем свете от красной до темно-коричневой и черной, в отраженном — от серой до ярко-белой. Начиная с конца стадии К, у витринита наблюдается анизотропия, которая затем усиливается, достигая максимума на стадии А (см. приложение, фиг. 8). Эта особенность является диагностическим признаком сильно преобразованного витринита и позволяет отличать его от других микрокомпонентов, у которых анизотропия выражена слабее.

Фюзинизированные микрокомпоненты представляют собой растительные остатки, подвергшиеся в диагенезе сильному воздействию окислительных процессов (фюзенизации). Собственно фюзинит в отраженном свете белый, ярко-белый, реже с желтоватым оттенком, высокорельефный. В проходящем свете он совершенно непрозрачный, трудно отличимый от некоторых минеральных компонентов породы. Известно, что для фюзинита характерна клеточная структура фрагментов. Однако в изученных нами образцах она зачастую нарушена, образуя звездчатую (см. приложение, фиг. 3). По сравнению с витринитом у фюзинита менее закономерно выражено изменение оптических свойств по мере нарастания катагенеза. Анизотропия у него проявляется слабо, даже у сильно углефицированных фрагментов. Из всех микрокомпонентов фюзинит характеризуется наибольшими значениями отражательной способности и показателя преломления. Своеобразие оптических свойств и морфологических особенностей позволяет достаточно надежно производить его диагностику.

В гумусовом ОВ выделяются микрокомпоненты, занимающие по морфологическим, структурным и оптическим характеристикам промежуточное положение между витринитом и фюзинитом. Это связано с тем, что они образованы из растительных остатков, в той или иной мере испытавших в диагенезе гелефикацию (витринизацию) и окисление (фюзенизацию). В зависимости от преобладающей роли того или иного процесса различают семивитринит и семифюзинит (см. приложение, фиг. 14 и 15 соответственно). Схожесть этих микро-

компонентов соответственно с витринитом и фюзинитом затрудняет их диагностику. Более или менее уверенно это можно сделать тогда, когда в одном препарате имеются все основные микрокомпоненты групп витринита и фюзинита. По мере нарастания катагенеза отражательная способность рассматриваемых микрокомпонентов существенно увеличивается, но по сравнению с витринитом менее закономерно. На этапах апокатагенеза оптические характеристики семивитринита и семифюзинита сближаются.

Микрокомпоненты группы лейптинита в исследованных образцах встречаются сравнительно редко и представлены в основном микро- и макроспорами (споринит). С ростом катагенеза у них меняется цвет от оранжевого до темно-коричневого и черного. В ультрафиолетовых лучах они люминесцируют в желто-коричневых тонах (до стадии Ж), наиболее ярких у слабо углефицированных фрагментов. В отраженном свете споринит серо-белый, похожий на витринит, но отличается от него по морфологии. Преобладают фрагменты нитевидной и округлой формы, с ровной поверхностью и четкими краями. Это свидетельствует о стойкости споринита к окислению. Он обнаружен в породах с катагенезом стадий Ж-А. В этом интервале шкалы катагенеза споринит по отражательной способности слабо отличается от витринита. Он обладает анизотропией, проявляющейся на более высоких стадиях катагенеза (начиная со стадии Т) и не достигающей такой яркости, как у витринита.

Перм о-триас (Р-Т). Окислительная обстановка формирования пестроцветных континентальных отложений пермо-триаса была крайне неблагоприятной для накопления и сохранения органического материала. Поэтому здесь, как и в большинстве красноцветных толщ других регионов, отмечаются малые концентрации C_{org} (порядка 0,05%). ОВ представлено единичными остатками гумусовой растительности с корродированной поверхностью и изъеденными краями. Плохая сохранность этих остатков затрудняет определение микрокомпонентного состава и структурных особенностей фрагментов.

Во всех рассмотренных доюрских отложениях в разных количествах наряду с нерастворимым ОВ (керогеном) присутствуют битуминозные компоненты. Они изучались химическим путем и визуально под люминесцентным микроскопом. Подавляющее большинство их связано с керогеном. Поэтому в ультрафиолетовых лучах довольно часто на керогене или около него можно наблюдать ореолы свечения различных оттенков. Нередко битумоиды заполняют каверны и трещины (см. приложение, фиг. 16). Битуминозные текстуры и структуры согласуются с геохимическими данными о присутствии как сингенетичных, так и эпигенетичных битумоидов, характерных для нефтепроизводящих толщ и отражающих интенсивность процессов первичной миграции в доюрских отложениях.

КАТАГЕНЕЗ
РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА
ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ.
ЗОНЫ СТАДИЙ КАТАГЕНЕЗА

Катагенез осадочных толщ — один из важнейших факторов нефтеобразования и формирования состава нефтей. Поэтому катагенетическая преобразованность РОВ изучается практически во всех нефтегазоносных и перспективных осадочных бассейнах. Палеозойские отложения юго-востока Западно-Сибирской плиты, промышленная нефтеносность которых уже доказана, в этом отношении только начинают изучаться, и уже сейчас по ряду районов имеются расхождения в диагностике катагенеза РОВ. В связи с этим, нами было значительно увеличено количество исследуемых проб и использован широкий комплекс методов обработки материала. Поскольку на рассматриваемой территории доюрские отложения в основном вскрыты на небольшую мощность, основной объем нашей работы сосредоточен по их верхней части (обычно в пределах 200–300 м), но по нескольким скважинам прослежено изменение катагенеза РОВ также с глубиной.

Для доюрских отложений выяснение катагенеза РОВ имеет особо важное значение, так как они не входят в состав мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, а залегают под ним. Нередко высказывались мнения о почти повсеместном, очень сильном и даже метаморфическом изменении палеозойских отложений. Однако такие заключения делались без детального изучения пород и, как правило, по косвенным литологическим признакам, недостаточно надежным для диагностики катагенеза.

Доюрские отложения входят в состав промежуточного комплекса, формировавшегося в сложном спектре тектонических обстановок, переходных от геосинклинальных к платформенным, и складчатого фундамента, который, несомненно, прошел геосинклинальный этап развития. Не удивительно, что здесь встречается РОВ, преобразованное от подстадии ДГ до стадии А. Отсюда и сложность катагенетических соотношений между доюрскими и юрскими образованиями. Субплатформенные отложения промежуточного комплекса по степени катагенеза (стадии Г–К) близки к породам подошвы платформенного чехла (стадии Д–Ж); субгеосинклинальные отложения промежуточного комплекса с катагенезом стадий ОС–А (МК₅–АК₃) — к осадочным породам складчатого фундамента, преобразованным в основном до антрацитово-стадии, и резко отличаются от покрывающих юрских отложений.

Катагенез РОВ в верхней части доюрских образований существенно меняется по территории. Есть изменения региональные, характеризующие, по-видимому, различия между крупными блоками

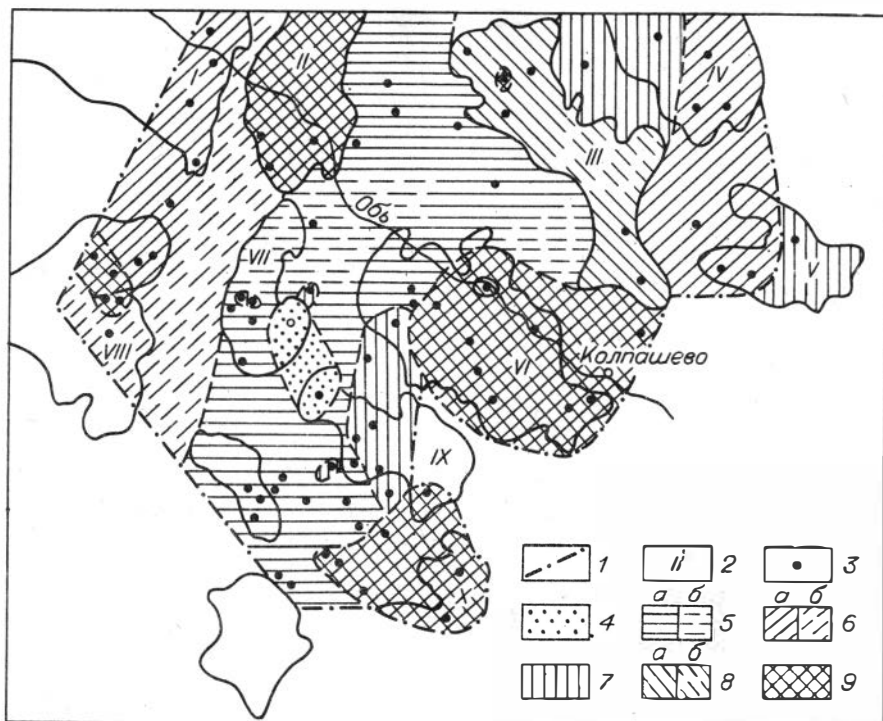


Рис. 8. Схематическая карта катагенеза РОВ верхней части доюрских образований.

1 - границы исследованной территории; 2 - сводовые поднятия, закартированные по мезозойским отложениям; 3 - разведочные площади с установленной степенью катагенеза РОВ; зоны катагенеза (а - достоверные, б - предполагаемые): 4 - ДГ-Г, 5 - ГЖ-Ж, 6 - ЖК-К, 7 - ОС-Т, 8 - Т-ПА, 9 - ПА-А

(структурами), и есть изменения сравнительно небольшие по интенсивности и проявляющиеся даже в пределах одной разведочной площади. Неравномерность распределения объемов поисково-разведочного бурения, а отсюда и различная плотность поступающего для исследования керна материала не позволяют пока повсеместно достаточно надежно обосновать границы между районами с разным катагенезом. Поэтому на схематической карте катагенеза РОВ палеозоя (рис. 8) имеются районы с предполагаемым катагенезом (Колтогорский мегапрогиб, отдельные участки Усть-Тымского бассейна).

На основании комплекса данных исследования РОВ и вмещающих пород выделено шесть зон, различающихся по степени катагенеза: ДГ-Г, ГЖ-Ж, ЖК-К, ОС-Т, Т-ПА, ПА-А. Каждая из них ох-

ватывает сравнительно большой интервал шкалы катагенеза, в полторы или даже две стадии углефикации. Эти интервалы примерно соответствуют колебаниям степени катагенеза в пределах зон. В отдельных случаях внутри зон отмечаются единичные площади с катагенезом РОВ, отличным от общей зональности. Мы рассматриваем эти участки как аномальные в пределах соответствующих зон. Возможно, они связаны с влиянием магматических тел, гидротерм или локальных тектонических напряжений.

Зона ДГ - Г

Зона выделена на небольшой территории в районе Мыльджинской и Лугинешской площадей. Из карбонатных отложений скв. Лугинешской-160 получен кероген, при изучении которого Г.М. Парпаровой был определен показатель преломления оксисорбокоиллоальгинита (1,767), свидетельствующий, по ее мнению, о катагенезе РОВ не выше стадий Д-Г /87/. Низкая преобразованность палеозойских отложений этого района подтверждается интерпретацией Е.М. Файзуллиной ИК-спектров битумоидов из пород скв. Мыльджинской-1. Правда, смешанный характер битумоида (имеется примесь аллохтонного), возможно, снижает надежность определения. Свидетельством слабого катагенеза доюрских отложений этой площади является также сумма измененных контактов терригенных зерен, которая здесь составляет в среднем 12%. Изложенные материалы позволили исследователям заключить, что РОВ палеозоя Мыльджинской и Лугинешской площадей находится на начальных этапах мезокатагенеза, и выделить здесь зону стадий ДГ-Г /87/. Породы в этих скважинах заслуживают более детального углепетрографического изучения. Однако керновый материал полностью израсходован и нет возможности продолжить и расширить подобные исследования. В новой скв. Лугинешской-170 верхние горизонты палеозоя весьма бедны органическим материалом. И только ниже кровли палеозоя более чем на 1000 м нами установлен катагенез конца стадии Ж - начала стадии К ($R_{pvt}^o - 1,3\%$).

Характерная особенность зоны в том, что именно здесь нет ощутимых различий в степени катагенеза нижних горизонтов мезозойских отложений и верхней части палеозойских. Это принципиально важный факт, так как большинство исследователей полагало, что должен существовать значительный "скачок" в углефикации при переходе от платформенного чехла к промежуточному комплексу. Однако, как показали проведенные исследования, в данном районе этого не наблюдается. Здесь в подошве платформенного чехла РОВ преобразовано до стадий Д-Г ($R_{vt}^o - 0,6\%$). Как было показано выше, примерно такой же катагенез отмечается и в кровле доюрских отложений. Далее вниз по разрезу катагенез нарастает, но довольно плавно.

Эта зона распространена наиболее широко. Она простирается от Верхтарской площади на юге до Мыгдытинской и Ноябрьской - на севере. На ее территории расположены Нюрольский и Усть-Тымский осадочные бассейны, значительная часть Средневазюганского мегавала, частично Парабельский и Пудинский мегавалы. На большинстве разведочных площадей зоны данные, полученные комплексом методов диагностики стадий катагенеза, показывают углефикацию РОВ в пределах стадии Ж (MK_3). На некоторых площадях (Вартовская, Нижнетабаганская) фиксируется переход от стадии Г к стадии Ж (ГЖ).

На юге Нюрольского бассейна (Верхтарская, Малоичская площади) отражательная способность витринита ($R^a - 8,5-8,7\%$, $R^o - 0,9-1,0\%$) свидетельствует о катагенезе до стадии Ж. С этим согласуются данные термографии пород ($340-500^\circ C$), а также ИКС битумоидов. Пробуренная здесь скв. Малоичская-4, самая глубокая на рассматриваемой территории, вскрыла на максимальную мощность палеозойские отложения (1762 м). В нашем распоряжении имелся керновый материал по всему разрезу скважины (коллекция ПГО "Новосибирскгеология"), и мы могли проследить изменение катагенеза РОВ с глубиной (рис. 9).

При переходе от юрских отложений к доюрским катагенез РОВ нарастает, но без резкого скачка. Так, в подошве платформенного чехла он соответствует стадии Г, а в кровле промежуточного комплекса-стадии Ж. По разрезу скважин палеозоя с глубиной углефикация РОВ усиливается, но довольно плавно. В интервале 3000-4000 м, судя по близким значениям отражательной способности витринита (и псевдовитринита), практически не ощущается нарастания катагенеза. Ниже, на глубине 4200 м, фиксируется переход от стадии Ж к стадии К. С этой глубины катагенез нарастает более интенсивно и на забое скважины достигает середины - конца стадии К.

Медленный рост катагенеза отмечается и по разрезу скв. Еллей-Игайской-2. Здесь примерно в этом же диапазоне глубин (3025-4039) R^o псевдовитринита увеличивается от 0,9 до 1,2%, что не выходит за пределы стадии Ж.

Изложенные материалы изучения РОВ по разрезам двух глубоких параметрических скважин свидетельствуют о распространении стадии катагенеза Ж на значительную мощность (до 1000 и более м). Такие большие ступени катагенеза характерны в основном для платформенных областей. Правда, здесь истинная мощность ступени может быть несколько меньше. В пользу этого свидетельствует сравнительно крутое падение слоев ($30-35^\circ$) в скв. Еллей-Игайская-2. Однако в керновом материале скв. Малоичская-4 геологами ПГО "Новосибирскгеология" слоистость не замечена.

Северо-западнее рассмотренных площадей катагенез РОВ в верхней части промежуточного комплекса несколько сильнее. Так,

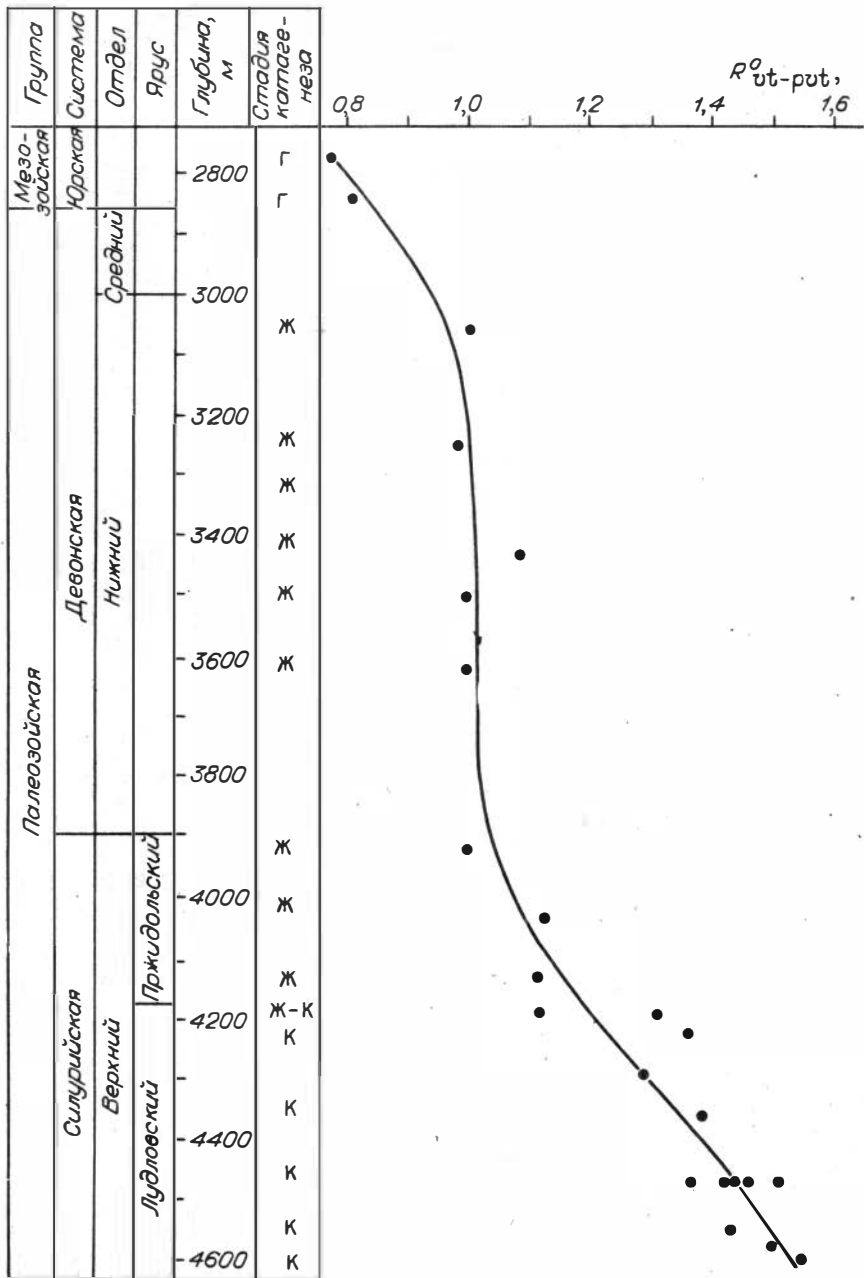


Рис. 9 Катагенез РОВ по разрезу скв. Малоичская-4.

на Водораздельной и Лосинской площадях отражательная способность витринита 9,1–9,3% (R^a) и 1,0–1,1% (R^o) соответствует середине – концу стадии Ж. Близкий катагенез отмечается и восточнее: на Урманской и Южно-Урманской площадях.

На восточном борту Нюрольского бассейна по разным площадям катагенез РОВ изменяется от подстадии ГЖ до конца стадии Ж, а иногда, возможно, достигает начала стадии К. Наименее углефицировано РОВ на Калиновой и Нижнетабаганской площадях. Здесь отражательная способность витринита варьирует в интервалах 8,5–9,2 (R^a) и 0,9–1,25% (R^o), что не превышает стадии Л. Этому не противоречат данные термографии (340–500°C), ИК-битулоидов и плотностей пород (2,58–2,51 г/см³). В большинстве исследованных проб с Казанской площади зафиксирована эта же стадия углефикации (R_{vt}^a – 8,8–9,0%, R_{vt}^o – 1,1–1,2%). Но в отдельных образцах, катагенез которых отвечает стадии Ж, встречаются фрагменты витринита с R^o равной 1,4%, что характерно уже для начала стадии К. Коксовая стадия углефикации (МК4) допускается и по данным термографии (370–570°C). Возможно, это связано либо с тем, что площадь близка к району довольно интенсивного проявления факторов катагенеза и более высокопреобразованные фрагменты являются переотложенными, либо здесь отмечается постепенный переход к следующей зоне углефикации.

В районе Пудинского мегавала в рассматриваемую зону входит только Останинская площадь, на которой, судя по отражательной способности витринита (R^o – 1,15–1,25%), катагенез не превышает стадии Ж. Вместе с тем здесь в тех же пробах встречаются отдельные фрагменты витринита с R^o равной 2,2%, характерной для стадии Т (АК). По-видимому, последние переотложенные. Другие исследователи /108/, опираясь на данные термического анализа пород, полагают, что РОВ здесь находится на этапах апокатагенеза (АК). Но, как показано в главе II, этот метод исследования не учитывает переотложенное РОВ, а отсюда и получаются завышенные стадии катагенеза. По нашим углепетрографическим материалам катагенез РОВ на этой площади не выше стадии Ж.

Довольно сложная катагенетическая обстановка выявилась на территории Среднеवासюганского мегавала. Наименьший катагенез здесь отмечается в южной части. Так, на Гужихинской и Речной площадях данные термографии пород (380–480°C) и плотностей (2,50–2,55 г/см³) свидетельствуют о катагенезе не выше стадии Ж. На Пуглалымской и Средненюрольской площадях, расположенных в центральной части мегавала, фиксируется локальное усиление катагенеза до стадии Т. Юго-западнее их (Ключевская площадь) и северо-восточнее (Усть-Пуглалымская) усиления катагенеза уже не прослеживается. Отражательная способность витринита и псевдовитринита составляет 9,2% (R^a) и 1,31–1,36 (R^o), что соответствует концу стадии Ж и, возможно, подстадии ЖК.

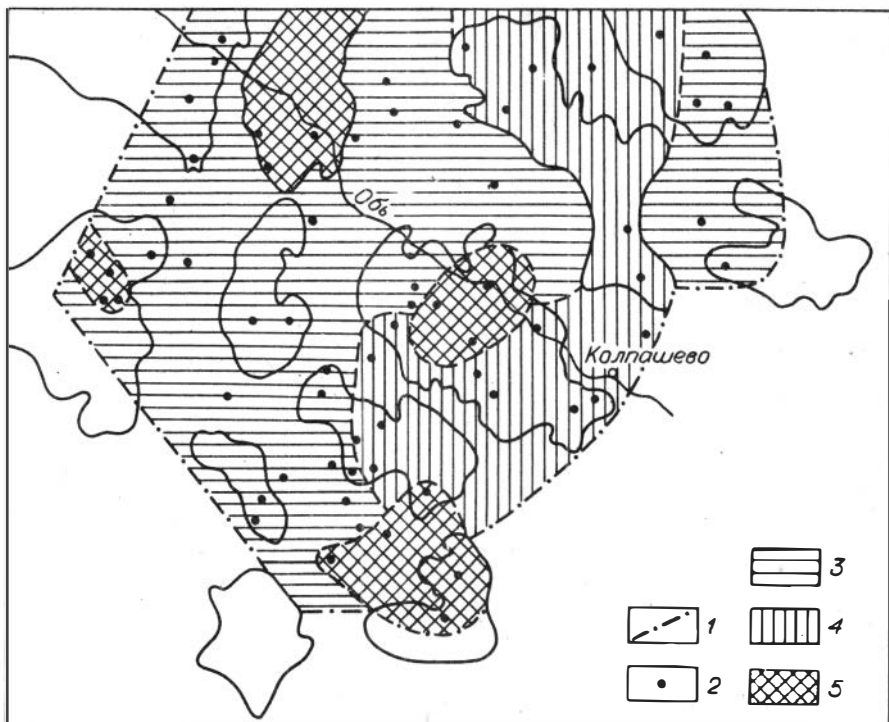


Рис. 10. Схематическая карта плотностей палеозойских глинистых пород.

1 - границы исследованной территории; 2 - разведочные площади с установленной степенью литификации пород; плотность аргиллитов (г/см^3): 3 - 2,50-2,64, 4 - 2,62-2,70, 5 - более 2,70.

По северной части мегавала пока нет достоверных сведений о катагенезе РОВ доюрских отложений, поэтому зона стадий ГЖ-Ж показана здесь предположительно. Основанием для этого послужило то, что севернее отмеченного выше локального участка повышенного катагенеза расположена Усть-Пуглалымская площадь, на которой РОВ преобразовано лишь до конца стадии Ж, т.е. в северном направлении не наблюдается нарастания катагенеза. К тому же северо-восточнее мегавала, на Передовой площади, объемный вес аргиллитов равен $2,62 \text{ г/см}^3$. Такие плотности характерны для пород средних этапов мезокатагенеза (см. рис. 8, 10).

Зона стадий ГЖ - Ж распространяется и на северо-западную часть Парабельского мегавала. Так, на Северо-Сильгинской площади отражательная способность витринита по разным скважинам колеблется в интервалах 8,9-9,0% (R^a) и 0,9-1,1% (R^o), что не превышает середины стадии Ж. Это подтверждается данными по термографии пород (320-440°C), их плотностям (2,56 -

2,60 г/см³), ИКС битумоидов. Южнее, на Усть-Сильгинской площади; судя по близким значениям объемного веса (2,56 г/см³), можно также оценивать катагенез в пределах стадии Ж.

В Усть-Тымском бассейне очень мало скважин, вскрывших доюрские отложения. Керновым материалом охарактеризована в основном его северная часть. На Вартовской, Ноябрьской и Мыгынтинской площадях отражательная способность витринита изменяется в интервалах 8,5-9,3% (R^a) и 1,0-1,3% (R^o), что указывает на катагенез в пределах стадии Ж. Этому не противоречат данные термографии (380-440°C) и плотностей пород (2,50-2,59 г/см³). Такой же катагенез зафиксирован в западной части бассейна на Никольской площади.

На восточном борту Усть-Тымского бассейна катагенез установлен только на Вертолетной площади. Здесь R^o фюзинита (3,9%) и плотность аргиллитов (2,58-2,60 г/см³) соответствуют катагенезу не выше стадии Ж. Следует заметить, что и в низах платформенного чехла отмечается значительная углефикация РОВ - до начала стадии Ж (R_{vt}^a - 8,4-8,7%).

В юго-восточной части бассейна пока нет скважин, вскрывших доюрские отложения. Поэтому о катагенезе РОВ здесь можно судить только ориентировочно. Поскольку Усть-Тымский бассейн, как и Нюрольский, в значительной степени согласуется с одноименными мезозойскими впадинами, можно предположить его распространение на юго-восток вплоть до бортов Парабельского и Пайдугинского сводов, где также может быть катагенез стадии ГЖ-Ж.

Нет сведений об углефикации РОВ палеозоя на площадях, расположенных в области перехода от Усть-Тымского бассейна к Нюрольскому. Мы полагаем, что зона стадий ГЖ - Ж распространяется и на эту территорию, так как вокруг нее находятся разведочные площади с установленным катагенезом стадии Ж (Никольская, Усть-Пуглалымская, Северо-Сильгинская и др.).

В некоторых местах обширной зоны ГЖ - Ж стадий углефикации отмечаются локальные участки повышенного катагенеза. Как уже упоминалось на Пуглалымской и Средненюрольской площадях отражательная способность витринита (R^a - 11,4%, R^o - 2,0%) отвечает стадии Т. Термография пород не исключает и несколько более высокий катагенез (460-660°C). Близкая преобразованность РОВ зафиксирована на Северо-Мыльджинской и Западно-Останинской площадях. Мы считаем эти явления локальными, поскольку на соседних площадях катагенез в пределах стадий Г-Ж. Довольно сложное и не совсем понятное проявление факторов катагенеза на Чкаловской площади. В известняках R^o псевдовитринита (2,2%) свидетельствует о катагенезе стадии Т, а в аргиллитах R^o витринита (4,6%) отвечает стадии А. Возможно, здесь вскрываются породы разного возраста, и пока неясно, имеем ли мы локальное проявление повышенного катагенеза, или продолжение Александровского выступа складчатого фундамента.

Зона стадий ЖК - К

Выделена на западной и восточной окраинах изученной территории. На востоке она охватывает частично Ажарминский мегавал и Владимировский свод. На последнем (Няргинская и Мартовская площади) R^O витринита (1,4-1,6%) и псевдовитринита (1,25%) соответствует стадии катагенеза К. Это подтверждается данными ИКС битумоидов и термографии пород (380-530°C). Аналогичная углефикация РОВ зафиксирована и западнее Владимировского свода, на Еланской площади (R_{pvt}^a 9,0%, R_{pvt}^O - 1,4%). Характерно, что здесь в одних и тех же пробах встречаются переотложенные фрагменты витринита, преобразованные до стадии ПА (R^a - 12,2%).

На Ажарминском мегавале зона распространяется на Ванжильскую, Западную и Ажарминскую площади. На последних двух отмечается сравнительно высокая отражательная способность витринита (R^a - 10,5-10,9%, R^O - 1,5-1,8%), свойственная для РОВ, преобразованного до стадии ОС (МК₅). Однако едва ли здесь РОВ углефицировано сильнее, чем на других площадях зоны. Дело в том, что изучалось РОВ только из красноцветных пород пермотриаса, формировавшихся в окислительных условиях. Очевидно, этим и объясняется его повышенная отражательная способность, поскольку, как известно, процессы окисления способствуют увеличению этого параметра /90/. К тому же севернее, в известняках Ванжильской площади, R^a витринита несколько меньше (9,8-10,1%), что соответствует стадии К.

На западе зона стадий ЖК - К выделена в районе Нижневартовского и Каймысовского сводов. В юго-восточной части Нижневартовского свода в районе г. Стрежевого РОВ углефицировано до стадии К. Это подтверждает отражательная способность различных микрокомпонентов (R_{vt}^a - 10,0-10,4%, R_{svt}^O - 2,1%, R_{F1}^a - 17,0%). Коксовая стадия углефикации фиксируется также по данным термографии (400-550°C), ИКС битумоидов. Примерно такой же катагенез отмечается и несколько южнее, на Комсомольской площади. К юго-восточной окраине Нижневартовского свода катагенез усиливается. Так, на Матюшкинской площади отражательная способность витринита показывает катагенез конца стадии К и, возможно, уже начала стадии ОС (R^a - 10,6%, R^O - 1,5%). Нарастание катагенеза прослеживается и далее на юг до Ледовой площади (стадии К - ОС). Сравнительно высокий катагенез здесь подтверждается данными ИКС битумоидов и плотностей аргиллитов (2,67 г/см³).

Коксовая стадия углефикации зафиксирована в северной части Каймысовского свода. На Катильгинской площади R^O фюзинита (4,5%) свидетельствует о преобразованности до конца стадии К. О катагенезе РОВ на соседней Озерной площади до настоящего времени имеются весьма противоречивые сведения. Так, по данным одних исследователей, РОВ здесь изменено до стадии Ж /87/, по данным других - намного сильнее, вплоть до стадии ПА /108/.

В изученных нами образцах с этой площади РОВ углефицировано до конца стадии К ($R_{Vt}^O = 1,7\%$), но вместе с тем встречаются фрагменты витринита и большей катагенетической преобразованности — до начала стадии ПА ($R^O = 2,5\%$), которые, по-видимому, являются переотложенными.

В южной части Каймысовского свода благоприятные для исследования образцы имелись только с Шахматной площади. Причем о катагенезе РОВ здесь получены противоречивые сведения. В карбонатных отложениях скв. 2 R^a витринита (8,8%) свидетельствует об углефикации до середины стадии Ж. В глинистых породах скв. 1, содержащих примесь вулканического материала, судя по R^a витринита (10,5%), катагенез соответствует стадии ОС. Оценивая перечисленные данные, следует заключить, что на этой площади нормальные осадочные породы испытали катагенез до стадии Ж. Вместе с тем в некоторых пластах вулканический материал способствовал и более глубокой преобразованности РОВ (стадия ОС). Пока трудно судить, локальный или региональный характер имеет здесь повышенный катагенез. При современном состоянии изученности этого вопроса мы предположительно относим рассматриваемый район в зону стадий ЖК — К.

Относительно катагенеза РОВ палеозоя в районе Колтогорского мегапрогиба нет данных. Пробуренные до значительных глубин — 4,0 км — скважины (Саймовская-1 и др.) не вскрыли осадочных отложений. Мы полагаем, что катагенез РОВ палеозоя не ниже стадии К (что и отражено на схеме), поскольку в подошве платформенного чехла РОВ преобразовано уже до стадии Ж. К тому же результаты исследования глубоких параметрических скважин Ньюрольского бассейна показывают, что на глубинах ниже 4 км катагенез РОВ достигает стадии К. Не исключено, что РОВ палеозоя преобразовано здесь еще сильнее.

Зона ОС — Т

Выделяется в трех сравнительно небольших по площади районах на юго-востоке и востоке изученной территории. Кроме того, такая углефикация РОВ отмечается и на трех ранее рассмотренных локальных участках.

На Северо-Лымбельской площади (Ажарминский мегавал) РОВ преобразовано до стадии Т ($R_{Pvt}^O = 2,2\%$). Данные термографии (440–600°C) и плотностей пород (2,66–2,71 г/см³) не противоречат этому. К западу от мегавала, на Громовской площади, катагенез несколько усиливается, достигая конца стадии Т ($R_{Vt}^a = 11,7\%$). Нарастание катагенеза подтверждается интерпретацией термограмм пород (460–660°C), а также ИКС битумоидов.

На Юбилейной площади (Пудинский мегавал) R^a витринита (10,7%) и семивитринита (17,3) свидетельствует об углефикации РОВ до конца стадии ОС — начала стадии Т. Интерпретация дан-

ных ИКС битумоидов и плотностей пород (2,67–2,69 г/см³) также показывает стадию Т: Западнее, на Северо-Останинской площади, отражательная способность витринита в пробах из различных скважин варьирует в интервалах 11,7–12,0% (R^a) и 1,75–2,40% (R^o), что не выходит за пределы стадии Т. Примерно это же подтверждают ИК-спектры битумоидов. В южной части зоны, на Роголевской площади, судя по данным термографии (400–580°C), РОВ преобразовано до стадии ОС (МК₅). На северном крае зоны катагенез несколько сильнее. Так, на Соболиной и Западно-Сильгинской площадях R различных микрокомпонентов РОВ отвечает концу стадии Т (R_{vt}^a – 11,5%, R_{svt}^o – 3,5%, $R_{F_3}^a$ – 21,0%, $R_{F_3}^o$ – 4,8%). Этому не противоречит значительная плотность пород (2,69–2,73 г/см³).

Зона стадий катагенеза ОС – Т выделяется в восточной части Владимировского свода. На Вездеходной площади на 485 м ниже поверхности доюрских отложений обнаружен псевдовитринит, отражательная способность которого (R^o – 1,8–2,5%) соответствует катагенезу стадии Т. Возможно, в верхней части разреза РОВ менее преобразовано, хотя, по-видимому, не ниже стадии ОС. Такого же мнения придерживаются и другие исследователи /64/.

Зона Т – ПА

Выделена в основном на территории Пайдугинского мегавала. В связи с тем, что скважины, вскрывшие доюрские отложения, расположены сравнительно далеко друг от друга, граница зоны проведена условно по контурам Пайдугинского мегавала, закартированного по мезозойским реперам. По средней части мегавала у нас нет фактического материала, поэтому здесь зона показана предположительно.

На севере мегавала (Сибкраевская площадь) R^a витринита (11,8%) свидетельствует о конце стадии Т. Термография пород (500–630°C) и плотность их (2,67–2,73 г/см³) не противоречат и более глубокому катагенезу, до стадии ПА. Углекислотность РОВ в пределах стадий Т–ПА отмечается и на расположенных южнее Пульсешкой и Чимулякской площадях (N_{np} – 2,02, C^r – 90,3%). В треугольнике, образованном Сибкраевской, Чимулякской и Пульсешкой площадями, находится Мало-Чимулякская площадь, на которой зафиксирована антрацитовая стадия (R_{vt}^a – 15,2–16,9%). Несомненно, это локальное усиление катагенеза, поскольку на рядом расположенных площадях установлен катагенез в пределах стадий Т – ПА.

Ближние значения углекислотности РОВ отмечаются в южной части мегавала, на Куржинской и Береговой площадях. На последней по данным R^o витринита (2,5%) и объемного веса аргиллитов (2,67 г/см³) катагенез достигает конца стадии Т. Несколько силь-

нее преобразовано РОВ на Куржинской площади, где по данным углепетрографии, катагенез соответствует стадии ПА ($N_{np} - 2,02$, $R_{Vt}^a - 11,7\%$, $R_{Vt}^o - 3,1\%$). Высокий катагенез отмечается и по данным элементного состава герогена ($C^r - 91,2\%$), термографии пород ($460-600^\circ C$), их плотности ($2,68-2,70 \text{ г/см}^3$).

Зона стадий Т - ПА выделена также на локальных участках в двух других районах рассматриваемой территории. Так, на Карга-соксской площади (Парабельский мегавал) отражательная способность различных микрокомпонентов ($R_{Vt}^a - 11,8\%$, $R_{Svt}^a - 14,5\%$, $R_{F1}^a - 17,4\%$) свидетельствует об углефикации РОВ до конца стадии Т - начала ПА. О начальных этапах апокатагенеза здесь можно судить и по данным термографии пород ($460-640^\circ C$), их плотностей ($2,68-2,72 \text{ г/см}^3$). Примечательно, что площадь расположена на выступе складчатого фундамента, РОВ осадочных пород которого преобразовано в основном до стадии А. Видимо, здесь фиксируется область пониженного катагенеза в фундаменте, о распространении которой пока трудно судить. Углефикация РОВ до стадий Т - ПА отмечается также на Лонтын-Яхской и Волковской площадях Каймысовского свода ($R_{Vt}^o - 22\%$, $\sigma - 2,69 \text{ г/см}^3$).

Зона ПА - А

Характерна в основном для выступов складчатого фундамента, испытавшего очень сильные, по существу уже не катагенетические, а метаморфические, изменения. В пределах этих выступов широко развиты гранитные интрузии. Однако на большинстве из них имеются и осадочные породы, по РОВ которых мы и судим о степени катагенеза.

На Александровском выступе складчатого фундамента осадочные породы вскрыты только в его южной части. Здесь, на Ильякской и Колтогорской площадях, R^a витринита ($13,1-14,5$) и R^o фюзинита ($3,2\%$) соответствуют углефикации не ниже стадии А. Это подтверждается данными термографии ($530-700^\circ C$) и объемного веса аргиллитов ($2,72-2,75 \text{ г/см}^3$). В восточном направлении катагенез несколько ослабевает и на Южно-Назинской площади не превышает стадии ПА ($R_{Vt}^a - 12,0\%$).

Зона стадий ПА - А развита на большей части Каймысовского выступа складчатого фундамента. Здесь на Первомайской и Весенней площадях, судя по R^o витринита ($3,0\%$) и плотностям аргиллитов ($2,70-2,74 \text{ г/см}^3$), РОВ преобразовано не ниже стадии ПА.

На крайнем юго-востоке рассматриваемой территории выделяется довольно большой выступ складчатого фундамента, осадочные породы которого испытали существенный катагенез. На Верхнекомбарской площади R^a витринита ($14,5\%$) показывает антрацитовую стадию углефикации. Несколько слабее, хотя и в пределах стадии А, преобразовано РОВ на Сомовской площади ($R_{Vt}^a - 13,0\%$, $\sigma - 2,73 \text{ г/см}^3$). Высокий катагенез зафиксирован на Парбигской и

Верхнекенгской площадях, на которых данные комплекса применяемых методов однозначно показывают стадию А ($R_{Vt}^a - 13,0-14,1\%$, $R_{Vt}^o - 3,2-3,8\%$, $\epsilon - 2,70-2,76 \text{ г/см}^3$). Близкая преобразованием РОВ отмечается на Тайдасской и Ракитинской площадях. В западной части выступа фундамента катагенез несколько ослабевает и на Таволгинской площади не превышает стадии ПА ($R_{Vt}^a - 12,0\%$).

Обширная зона стадий ПА - А развита в районе Парабельского мегавала. Особенностью этой территории является то, что здесь выделяются субгеосинклинальные (промежуточный комплекс) и собственно геосинклинальные (складчатый фундамент) отложения, РОВ которых преобразован с одинаковой интенсивностью (стадии ПА-А). В центральной части выступа складчатого фундамента, на Калчанской и Кочебиловской площадях, отражательная способность витринита составляет $12,2-14,9\%$ (R^a) и $3,7\%$ (R^o), что говорит об углефикации не ниже стадий ПА-А. С этим согласуются данные термографии пород ($500-760^\circ\text{C}$) и элементного состава керогена ($C^T - 98\%$). Высокие и примерно одинаковые стадии катагенеза РОВ фиксируются в субгеосинклинальных отложениях промежуточного комплекса на Верхнекарзинской, Басмасовской и Шудельской площадях. Здесь R^a витринита изменяется в интервале $11,8-16,2\%$ и отвечает углефикации стадий ПА - А. Правда, другие исследователи, интерпретируя материалы термического и элементного анализов, считают, что на последних двух площадях РОВ преобразовано только до стадии ОС /108/. Но, как известно, отражательная способность витринита наиболее точно фиксирует степень углефикации.

Несколько противоречивые сведения получены о катагенезе доюрских отложений в районе г. Колпашево. Здесь на ряде площадей (Колпашевская, Гришкинская, Инкинская и др.) R^a витринита ($12,5-14,5\%$), термография пород ($500-660^\circ\text{C}$), ИКС битумоидов свидетельствуют об углефикации в пределах стадий ПА - А. Однако плотность глинистых пород ($2,62-2,68 \text{ г/см}^3$), а также степень преобразованности минеральной части их намного меньше /87/, чем это обычно наблюдается при таком катагенезе. Отмеченные особенности катагенеза РОВ и изменения минеральной части пород заслуживают специального более глубокого изучения.

На восточной окраине Пудинского мегавала недавно пробурены две скважины (Горелоярская-5 и Чинжарская-2), которые вскрыли в палеозое сильно дислоцированные и метаморфизованные глинистые сланцы, схожие с подобными породами соседней Верхнекомбарской площади. Данные углепетрографических анализов показывают, что РОВ этих пород находится на заключительных этапах апокатагенеза ($R_{Vt}^a - 14,0-14,6\%$, $R_{Vt}^o - 3,5-5,52$). Не исключено, что два обширных участка зон стадий ПА - А (Парабельский мегавал и на крайнем юго-востоке) соединяются, т.е. зона стадий ПА - А от Верхнекомбарской площади простирается на север через Горелоярскую и Чинжарскую до Парабельского мегавала.

Таким образом, изложенные материалы свидетельствуют о довольно разнообразных условиях углефикации РОВ палеозоя. Здесь встречаются почти все стадии шкалы катагенеза – от Г до А. Большую часть изученной территории (60%) занимают отложения с умеренным катагенезом (стадии Г – К, в основном Ж). Сильно преобразованное РОВ приурочено преимущественно к выступам складчатого фундамента, испытавшему практически метаморфические изменения, в меньшей мере – к промежуточному комплексу (субгеосинклинальные отложения).

Глава У1.

ПРОБЛЕМА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ТЕКТОНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НА ЮГО-ВОСТОКЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Промежуточные тектонические комплексы молодых плит – новые объекты нефтепоисковых работ

Поиски нефти на молодых плитах увенчались открытием нефтегазоносных провинций в мезозойских платформенных чехлах. В ходе этих работ в ряде районов обнаружены залежи нефти и газа также в промежуточных комплексах (Северное море, Предкавказье и др.). Встал вопрос об оценке перспектив нефтегазоносности промежуточных комплексов, и в первую очередь тех, по которым уже накоплен значительный фактический материал.

Наиболее успешно идут поиски в этих отложениях в районе Северного моря. Здесь между платформенным чехлом, в который входят отложения от триаса и моложе, и герцинским фундаментом залегает толща пород пермского и нижнетриасового возраста, отнесенная к промежуточному тектоническому комплексу. Нефтегазоносность последнего установлена пока лишь в южной части Северного моря (Англо-Германский бассейн), где открыто несколько довольно крупных газовых залежей и ряд мелких нефтяных. Продуктивными являются отложения перми и триаса (более древние пока еще слабо разведаны). Подавляющее большинство залежей связано с терригенной толщей нижней перми (ротлигендес), сложенной преимущественно песчаниками. В ней сосредоточены наиболее крупные газовые залежи Англо-Германского бассейна и около 20% всех запасов газа Англии /73/.

В последние годы поиски нефти и газа ведутся в промежуточных комплексах Скифской и Туранской плит. Здесь, как и на Западно-Сибирской плите, платформенный чехол начинается с юрских отложений. Между ним и гетерогенным фундаментом находится промежуточный тектонический комплекс, в составе которого обнаружены

Отложения от среднего девона до триаса. Нефтегазоносность его выявлена в Чу–Сарысуйской и Северо–Устюртской впадинах, а также в Южно–Мангышлакском прогибе. В Чу–Сарысуйской впадине на Придорожной площади из терригенных отложений девона получен фонтан газа. Кроме этого, обнаружены залежи газа в терригенных и карбонатных отложениях турне и визе на площадях Айракты, Жаркум. Эти залежи приурочены к гранулярным и порово–трещинным коллекторам. Покрышками их являются соленосные горизонты верхнего девона – верхней перми, а также глинисто–карбонатная толща карбона /1, 53/. Последняя по характеру пород схожа с одновозрастной толщей промежуточного комплекса Западно–Сибирской плиты. Причем обе эти толщи испытали примерно одинаковый катагенез до стадий Г – Ж. В Северо–Устюртской впадине из известняков пермо–карбона на площади Каракудук получен непромышленный приток легкой нефти. Преобладающий тип коллекторов здесь трещинно–кавернозный. Покрышками служат плотные известняки, а также пачки аргиллитов пермо–триаса /94/. В Южно–Мангышлакском прогибе из известняков оленекского яруса (нижний триас) получены притоки газа и конденсата (площадь Южный Жетыбай). К этим же отложениям на Урожайненской площади был приурочен приток нефти /68/. В триасовых известняках Скифской плиты открыто несколько нефтяных и газово–конденсатных месторождений. Значительные притоки нефти получены на Совхозной и Зимнеставской площадях /12/.

Таким образом, открытие промышленных месторождений нефти и газа в промежуточных тектонических комплексах ряда молодых плит свидетельствует о том, что не исключена возможность обнаружения ресурсов нефти и газа и в других районах развития промежуточных комплексов. По мере распространения поисково–разведочных работ на более сложные в геологическом отношении районы и на более глубоко залегающие горизонты проблема нефтегазоносности промежуточных комплексов приобретает важное значение. От решения ее в ряде районов зависит дальнейшее направление нефтепоисковых работ. Особенно остро этот вопрос стоит по тем территориям, по которым уже значительно сократился фонд неразбуренных перспективных локальных поднятий в мезозойских отложениях (юго–восток Западно–Сибирской плиты) или где в платформенном чехле вообще не было обнаружено промышленных залежей нефти и газа (Чу–Сарысуйская впадина, Тургайский прогиб).

Изучение геологического строения и условий нефтегазообразования промежуточных тектонических комплексов Туранской, Скифской, Западно–Сибирской и других молодых плит позволило выявить ряд общих особенностей, определяющих перспективы их нефтегазоносности. По данным бурения и сейсморазведки установлено, что в промежуточных тектонических комплексах широко развиты субплатформенные, умеренно литифицированные, но в той или иной мере дислоцированные осадочные и вулканогенно–осадочные образования палеозойского и нижнемезозойского возраста. Катагенетичес-

кая преобразованность РОВ отложений во многих районах не выходит за пределы средних стадий мезокатагенеза, что указывает на благоприятные условия для сохранения нефтяных и газовых залежей. Толщи по формационному составу и особенностям тектонического строения отличаются как от складчатых фундаментов, так и от перекрывающих их платформенных чехлов. Это послужило причиной появления разнообразных, иногда взаимоисключающих, точек зрения на их тектоническую природу и перспективы нефтегазоносности.

В составе промежуточных комплексов известны не только мелкие, но и довольно крупные седиментационные бассейны, которые хотя и имеют специфические черты, но по размерам и характеру слагающих их пород довольно близки к бассейнам платформенного типа. Схожесть строения платформенных чехлов с установленной нефтегазоносностью и промежуточных комплексов позволяет предполагать возможную перспективность последних на нефть и газ.

В тектоническом отношении промежуточные комплексы довольно неоднородны и напоминают такие переходные сооружения, как краевые прогибы и межгорные впадины. В них выделяются районы, по своему характеру приближающиеся к платформенным, и районы, сходные с геосинклинальными областями. Например, А.Г.Кирюхин /53/ эти отложения подразделяет на квазиплатформенные и орогенные. Имеются и другие названия. В данной работе употребляются такие наименования, как субплатформенные и субгеосинклинальные отложения, поскольку эти термины используются при разграничении угленосных формаций /48/. Субплатформенные отложения наиболее распространены и по разным районам занимают от 50 до 80% территории промежуточных комплексов /53, 112/. Именно с ними и связываются основные перспективы промежуточных комплексов на нефть и газ. В одних регионах мощность их колеблется в интервале 1-2 км, в других - от 6 до 10 км. По объему слагающих пород они не уступают платформенным чехлам, а иногда даже превосходят их.

Таким образом, даже самые общие черты строения и характера развития промежуточных тектонических комплексов свидетельствуют об их возможной нефтегазоносности. В некоторых из них уже открыты залежи нефти и газа. Следовательно, промежуточный комплекс юго-востока Западно-Сибирской плиты, схожий с подобными структурными этажами других районов, следует также рассматривать в качестве перспективного объекта для нефтепоисковых работ.

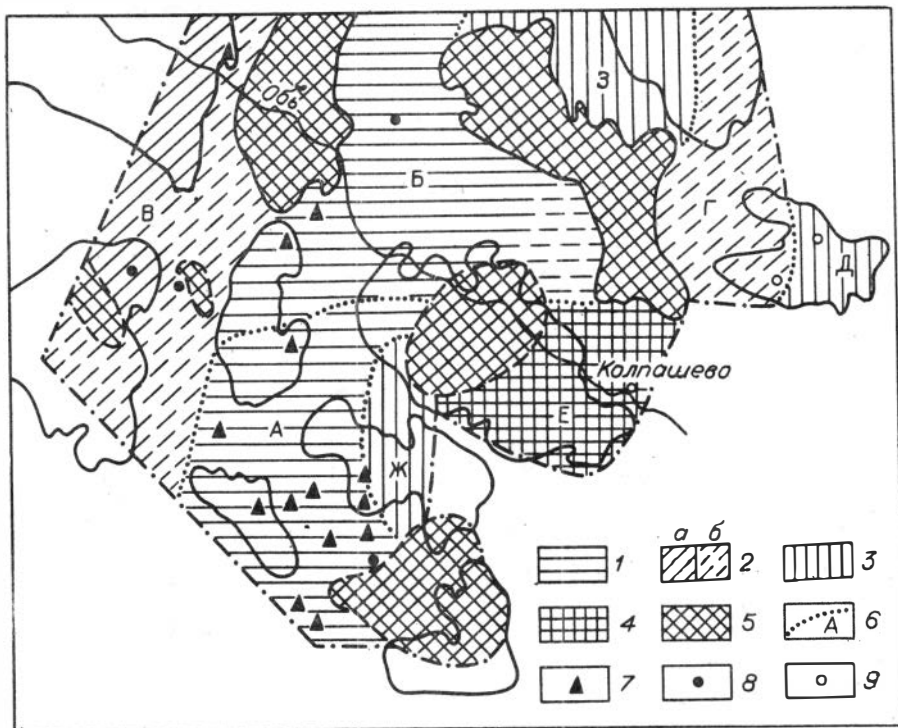


Рис. 11. Схема нефтегеологического районирования промежуточного комплекса.

Перспективные районы на нефть и газ (а - установленные, б - предполагаемые): 1 - первой категории, 2 - второй категории, 3 - третьей категории, 4 - бесперспективная территория, 5 - выступы складчатого фундамента (бесперспективные), 6 - границы и индексы районов, 7 - притоки нефти из палеозоя, 8 - нефти палеозойского типа в базальных горизонтах мезозоя, 9 - ароматические углеводороды в пластовых водах палеозоя на площадях с невыявленной нефтегазоносностью.

Перспективы нефтегазоносности промежуточного комплекса на юго-востоке Западно-Сибирской плиты

В последние годы постепенно увеличивается объем нефтепоисковых работ на палеозой юго-востока Западно-Сибирской плиты. Уже на 14 площадях из этих отложений получены притоки нефти (рис. 11), и в ряде случаев весьма интенсивные (Останинская, Нижнетабаганская, Урманская, Медведевская, Малоичская, Верхтарская и другие). Кроме того, на отдельных площадях в нижней части платформенного чехла обнаружены нефти, образование кото-

рых связывают с палеозоем /87/. Промежуточный комплекс перспективен не только на нефть, но и на газ. Крупные газовые фонтаны получены на Калинковой, Чкаловской и Верхнекомбарской площадях. На последней приток газа приурочен к зоне выклинивания промежуточного комплекса. На ряде площадей в процессе бурения отмечены разнообразные нефтегазопроявления в виде нефтяной пленки, газирования бурового раствора, загустевших примазок битумоидов в керне. В некоторых палеозойских водах отмечаются высокие концентрации аквабитумоидов /62/, низших органических кислот, фенолов и ряда других соединений, свидетельствующих о региональном характере процессов нефтегазообразования. Кроме того, в ряде проб воды обнаружены бензол и толуол, встречающиеся обычно поблизости от нефтяных или газовых залежей /20/.

Изложенные материалы указывают на нефтегазоносность доюрских отложений. В связи с тем, что большинство притоков нефти и газа получено из верхних горизонтов палеозоя, имеются расхождения в определении их генетической природы. Одни исследователи считают, что эти нефти сформировались преимущественно в палеозойских отложениях /87/, другие предполагают миграцию многих из них из мезозоя /63/. Есть мнение и о смешанном характере большинства этих нефтей. Но и при таком расхождении мнений палеозойское происхождение ряда нефтей не вызывает сомнений.

В пользу сингенетичности доюрских нефтей свидетельствуют многие их свойства, а косвенным образом также данные по органическому веществу, растворенному в подземных водах. Эти материалы показывают отсутствие существенных гидродинамических связей между юрскими и доюрскими водоносными горизонтами. В единичных случаях выявлено перемещение подземных вод из палеозойских отложений в мезозойские, но миграция вод в обратном направлении не отмечалась /20/. Веским доказательством самостоятельности нефтеобразования в палеозое служат притоки нефти в скв. Малоичская-4, Тамбаевская-3, Еллей-Игайская-2, полученные из карбонатных отложений ниже подошвы платформенного чехла на 1000 и более метров. В данном случае палеозойское происхождение нефтей ни у кого не вызывает сомнений.

Надежным свидетельством нефтепроизводящих свойств осадочных толщ промежуточного комплекса является довольно большое содержание как автохтонных, так и аллохтонных битумоидов. Первые показывают высокую интенсивность битумообразования в самих палеозойских породах, а вторые - значительные масштабы первичной миграции.

Важное значение в оценке перспектив нефтегазоносности имеет катагенез осадочных толщ. Зависимость между катагенезом осадочных толщ и их нефтегазоносностью прослежена во многих нефтегазоносных бассейнах. Установлено, что генерация нефтяных углеводородов в существенных масштабах начинается на поздних этапах протокатагенеза (ПК) и протекает до середины мезокатагенеза (МК). Этот диапазон стадий катагенеза детально обоснован анали-

зом фактического размещения нефтяных залежей по зонам катагенеза /18/, по разрезу осадочных бассейнов /121/, путем оценки масштабов образования битумоидов, эмиграции их из материнских пород на разных стадиях катагенеза /58/ и выделен в качестве ГФН /15/ или ГЗН /58/. Процессы образования нефтяных углеводородов в данном диапазоне преобладают над процессами их разрушения чем, по-видимому, объясняется то обстоятельство, что практически все крупные месторождения нефти, открытие которых сейчас является главной задачей нефтепоисковых работ, пока известны в отложениях, претерпевших катагенез не выше стадии Ж.

В последнее время наметилась тенденция к перемещению нижней границы главной зоны нефтеобразования (ГЗН) в область более глубокого катагенеза. Так, А.Г. Габриэлян с соавторами /22/ на примере Волгоградского Поволжья показал, что нефтяные залежи (правда, их немного и все они мелкие) размещены по шкале катагенеза вплоть до середины стадии К. Битуминологические исследования также позволяют предполагать довольно интенсивное нефтеобразование на больших глубинах. А.Э. Конторович, В.П. Данилова, В.М. Диндойн приводят геохимические данные, показывающие усиление эмиграции битумоидов из материнских пород на Ж-К стадиях катагенеза /60/. Эти исследования существенно уточняют представления о диапазоне стадий катагенеза, в котором можно встретить нефтяные залежи. Поэтому, основываясь на заключениях упомянутых авторов, районы с катагенезом до стадии К мы относим в разряд перспективных на нефть объектов.

При обсуждении нижней границы ГЗН, по-видимому, следует учитывать специфичность процессов нефтеобразования в карбонатных отложениях, отмечаемую некоторыми исследователями /47, 79/. Имеющиеся в их распоряжении пока немногочисленные данные об изменении количества и состава ОВ, битумоидов и углеводородов в процессе литогенеза карбонатных пород позволили им сделать вывод о том, что максимальная интенсивность генерации и эмиграции углеводородов (или наступление ГФН) в этих породах смешается по сравнению с глинистыми толщами в более глубокие горизонты с довольно интенсивным катагенезом. Они предполагают также, что карбонатный каркас даже на этапах апокатагенеза способствует сохранению коллекторов на больших глубинах. Сдвигу ГФН здесь, возможно, содействует малое содержание или отсутствие глинистых минералов, являющихся катализаторами в процессах нефтеобразования. В подтверждение своих выводов эти исследователи приводят примеры залегания битуминозных известняков, нередко содержащих макропроявления вязких и твердых битумоидов, среди сильно измененных глинистых сланцев в зонах напряженной тектоники. Конечно, подобные заключения требуют детального изучения. И если они будут подтверждены, то вероятность нефтеносности глубинных горизонтов промежуточного комплекса, сложенного в основном карбонатными породами, существенно увеличится.

Вопрос о месте главной фазы газообразования (ГФГ) в общем ходе процесса литогенеза осадков трактуется по-разному. Дело в том, что газообразование занимает почти весь интервал шкалы катагенеза. Оно начинается еще в диагенезе, резко сокращается в начале катагенеза, а затем, постепенно усиливаясь, идет одновременно с главной фазой нефтеобразования (ГФН) и затухает уже на поздних этапах апокатагенеза. Одни исследователи /97/ приурочивают ГФГ к начальным этапам катагенеза, до ГФН, другие — указывают место ГФГ после завершения основных процессов нефтеобразования /80/, третьи выделяют две зоны интенсивного газообразования — раннюю и позднюю /58/. Первая приурочена к диагенезу и раннему катагенезу, вторая — к концу мезокатагенеза — началу апокатагенеза, т.е. связана с этапами преобразования РОВ, протекающими уже после завершения ГФН. Есть также мнение, что ГФГ наступает одновременно с ГФН /18/. Несмотря на различие взглядов по вопросу о месте ГФГ в общем процессе газообразования, общепризнано, что на К — Т стадиях катагенеза идет интенсивно образование углеводородных газов. В связи с этим в отложениях промежуточного тектонического комплекса с катагенезом до стадий ОС — Т мы предполагаем нахождение лишь газовых и газоконденсатных залежей.

При оценке перспектив нефтегазоносности палеозоя учитывался также генетический тип РОВ. Известно, что отложения с сапропелевым РОВ потенциально благоприятны для образования преимущественно нефтяных залежей, а с гумусовым РОВ — газовых. Правда, некоторые полагают, что и из гумусового растительного материала возможно образование нефтяных углеводородов, но уже при более жестких термобарических условиях, чем из сапропелевого /57/.

Изучение РОВ верхних горизонтов промежуточного комплекса показало, что имеются районы с сильным катагенезом (стадии ОС — А). Однако большая часть территории распространения промежуточного комплекса (80%) представлена субплатформенными отложениями, преобразованными до Г — К (чаще всего до Ж) стадий. Эти отложения наиболее благоприятны для поисков нефти и газа. И не случайно, что именно из них получены почти все притоки нефти в палеозое и отмечались также нефтегазопроявления.

Результаты исследования изменения катагенеза РОВ по разрезам глубоких параметрических скважин (Малоичская-4, Еллей-Игайская-2, Тамбаевская-3 и др.) показывают, что благоприятные условия для образования и сохранения залежей углеводородов прослеживаются практически по всему вскрытому разрезу палеозоя (глубины порядка 3,0—4,6 км). Однако часть этого интервала приходится на магматические образования и прилегающие к ним зоны контактового изменения осадочных пород. По различным районам они занимают от 5 до 20% вскрытого разреза, но в наиболее перспективных среднепалеозойских отложениях — не более 5% /87/. По заключению А.М. Дымкина, вулканиты образовались в основном при подводном излиянии магмы, а в таких случаях, как известно,

зоны контактового изменения пород небольшие. По нашим данным также не фиксируется существенного влияния магматических тел на углефикацию РОВ. И только непосредственно в приконтактовой зоне (Мыгытынская, Казанская, Озерная площади) катагенез РОВ значительно выше (стадии Т - А), чем в остальной части разреза (стадии Ж - К). Тем не менее мощности магматических тел и возможные участки воздействия их на осадочные породы следует исключать из общей мощности отложений, по условиям катагенеза благоприятных для нефтеобразования. Правда, эти образования могут служить коллекторами, что подтверждают фонтаны нефти и газа на Чкаловской площади. Притоки нефти из эффузивных пород известны и в других регионах /54/.

В наиболее перспективных на нефть и газ районах (Нюрольский и Усть-Тымский осадочные бассейны) отмечается довольно близкий катагенез РОВ верхней части промежуточного комплекса и подошвы платформенного чехла. Это свидетельствует о том, что как те, так и другие отложения испытали максимальный катагенез, вероятно, в одно и то же время. Глубинная зональность процессов нефтеобразования позволяет приблизительно судить о времени формирования залежей нефти и газа. А.А.Трофимук и А.Э.Конторович на основе палеоструктурных, геохимических, литологических и других материалов показали, что в мезозое Западно-Сибирской плиты залежи сформировались в период от позднего мела до неогена /103/. Опираясь на эту схему, В.С.Вышемирский полагает, что в верхних горизонтах промежуточного комплекса процессы нефтеобразования могли привести к формированию залежей не раньше сеномана /87/. Следовательно, образовавшиеся здесь залежи палеозойской нефти не могли разрушиться в течение предюрского континентального перерыва.

Коллекторские свойства пород промежуточного комплекса пока еще недостаточно хорошо изучены. Лабораторное исследование коллекторных свойств карбонатных пород (наиболее развитых здесь) вообще довольно трудно осуществимо. Тем не менее в рассматриваемых отложениях имеются проницаемые породы. Нередко в известняках, особенно доломитизированных, ясно различима сеть трещин и каверн. Вполне определено о коллекторных свойствах палеозойских отложений можно судить по результатам опробования скважин. Крупные притоки воды, нефти и газа, полученные из отложений с нормальным пластовым давлением, указывают на наличие в разрезе палеозоя коллекторов с хорошими фильтрационными свойствами. И поскольку большая часть притоков приурочена к карбонатным породам, то здесь, очевидно, наиболее распространен трещинно-кавернозный тип коллектора.

Интенсивные исследования коллекторных свойств карбонатных пород проводятся геологами НГО "Новосибирскгеология" под руководством Н.П.Заливалова /45, 46/. Ими отмечается следующее: если в органогенных известняках открытая пористость составляет 0,2-2,5%, то в доломитизированных - 11-15%, а проницаемость

последних находится в пределах 12–300 МД. Имеющиеся в породах пустоты, составляющие нередко 5–30, а иногда и 50% объема породы, – доказательство высоких емкостных качеств отложений и возможности обнаружения здесь трещинно–кавернозных коллекторов. В связи с многочисленными находками остатков организмов–рифобразователей, а также учитывая другие данные, эти исследователи предполагают широкое развитие в среднем палеозое рифогенных массивов, характеризующихся обычно хорошими коллекторными свойствами.

Покрышками для залежей углеводородов в промежуточном комплексе могут служить глинистые породы, реже карбонатные и эффузивные, представленные плотными массивными разностями. Для палеозоя в целом хорошей региональной покрышкой являются глинисто–алевритовые породы тюменской свиты. Полученные притоки воды и нефти из внутренних горизонтов палеозоя показывают, что и внутри промежуточного комплекса имеются непроницаемые породы.

Таким образом, отложения промежуточного тектонического комплекса перспективны на нефть и газ. Ниже дается разграничение их на районы по перспективности.

Нефтегеологическое районирование отложений промежуточного тектонического комплекса

Для практики нефтепоисковых работ, их перспективного планирования необходима дифференцированная оценка возможной нефтегазозности территории. Имеющиеся в нашем распоряжении материалы по генетическому типу РОВ, его катагенетической преобразованности, литологическому составу отложений, объему миграционного битумоида, коллекторским свойствам и др. позволяют дать вариант такой оценки.

В основу районирования положена карта катагенеза РОВ верхней части промежуточного комплекса. Выделено восемь районов (А–Ж; см. рис. 11). Из них семь перспективных на нефть и газ (А–Ж): два первой категории, два второй категории, три третьей категории. Один район /З/ вообще бесперспективный как на нефть, так и на газ. Образования складчатого фундамента при районировании не учитывались, так как фундамент практически уже претерпел метаморфические изменения и в нем не предполагается нахождение сингенетичных залежей не только нефти, но и газа.

Перспективные районы первой категории выделены на территории развития субплатформенных отложений промежуточного комплекса, верхние горизонты которых испытали катагенез до стадий Г – Ж. Но в связи с различиями в литологическом составе толщ, их возрасте и типе РОВ эта территория подразделена на два района – А и Б.

Район А приурочен в основном к Нюрольскому осадочному бассейну. Его границы находятся под рядом смежных мезозойских

структур. Последнее время в этом районе сосредоточены значительные объемы нефтепоисковых работ. Наряду с открытием залежей в юрских отложениях на одиннадцати площадях получены притоки нефти и газа также из палеозоя (Малоичская, Урманская, Калиновая, Нижнетабаганская, Останинская, Еллей-Игайская и другие площади). Продуктивна преимущественно карбонатная толща среднего палеозоя, сформировавшаяся в морских восстановительных условиях и содержащая в основном сапропелевое ОВ. Вскрытая мощность толщи 1762 м (скв. Малоичская-4), но, судя по геофизическим данным, - 3-4 км /56/.

Большинство притоков нефти и газа получено из верхней части промежуточного комплекса. Покрышками для залежей служат в основном глинисто-алевритовые породы тюменской свиты. Однако в скв. Малоичская-4, Еллей-Игайская-2, Тамбаевская-3 обнаружена нефть на удалении от подошвы платформенного чехла на 1000 и более метров. Это подтверждает нефтеносность не только верхних горизонтов промежуточного комплекса, но и нижних. Как и в других карбонатных толщах, коллектора здесь, по-видимому, трещинно-кавернозные, а покрышки у залежей плотные известняки и мергели. Не исключена возможность нахождения в карбонатной толще и глинистых экранов. Так, в скв. Тамбаевская-3 на глубине 3540 м вскрыт слой опоконидных глин мощностью около 50 м, ниже которых было катастрофическое поглощение бурового раствора, а затем получен приток пластовой воды. Пачки глинистых пород известны в разрезах палеозоя и на других площадях (Калиновая, Нижнетабаганская, Лугинешкая).

Катагенез РОВ в верхней части промежуточного комплекса, отвечающий стадиям Г - Ж, показывает, что эти отложения не вышли из ГЗН и имеют вполне благоприятные условия для сохранения залежей углеводородов. Причем исследования РОВ свидетельствуют, что для данного района характерно плавное нарастание катагенеза с глубиной. Так в ряде скважин (Малоичская-4, Лугинешкая-170, Тамбаевская-3, Еллей-Игайская-2) стадия Ж прослеживается на 1000-1300 м ниже кровли палеозоя. Следовательно, и на больших глубинах катагенетическая обстановка благоприятна для сохранения нефтяных залежей, что подтверждается притоками нефти в скв. Малоичская-4, Тамбаевская-3, Еллей-Игайская-2 с глубин порядка 4000 м (Ж - К стадии катагенеза). Судя по характеру катагенеза, а также генетическому типу РОВ (преимущественно сапропелевому) в морских карбонатных отложениях среднего палеозоя, район перспективен как на нефть, так и на газ. Учитывая медленное нарастание катагенеза с глубиной, мы полагаем, что мощность перспективных отложений промежуточного комплекса составит здесь не менее 2000 м.

В разбуренной части района А на магматические образования в среднепалеозойской толще и возможные небольшие зоны контактового изменения осадочных пород приходится около 10% /87/. Если доля этих образований останется такой же и в других участ-

ках района, нефтегазоносными могут быть отложения мощностью 1800 м. По литологическим признакам и характеру битумоидов 75% этих отложений, возможно, нефтематеринские, что составит примерно 1350 м. Среднее содержание автохтонного битумоида здесь 0,02% /87/. При масштабах миграции 75% миграционный битумоид составляет 0,06% на породу. Столь значительные масштабы образования и миграции битумоидов, не уступающие высокопродуктивным толщам ряда разведанных регионов, позволяют высоко оценить перспективы нефтегазоносности района А.

Район Б выделен в основном на территории Усть-Тымского осадочного бассейна, границы которого мы проводим ориентировочно по контурам одноименной впадины. В связи с небольшим объемом проведенных здесь нефтепоисковых работ отложения палеозоя изучены слабее, чем в районе А. На большей части площади района на доюрскую поверхность выходят отложения верхнего палеозоя (С₂-Р). Это сероцветная терригенная толща, сформировавшаяся в слабо восстановительных условиях и содержащая преимущественно гумусовое ОВ. Она менее благоприятна для нефтеобразования, чем рассмотренная выше среднепалеозойская, и перспективна, по-видимому, главным образом на газ, что косвенным образом подтверждается составом воднорастворенных ОВ в пробах вод - аномально высокое содержание бензола при очень малой концентрации низших кислот /20/. Такие соотношения компонентов ВОВ в других нефтегазоносных бассейнах отмечаются в основном в приконтурных зонах газовых залежей.

Результаты исследований позволяют рассчитывать на обнаружение в сероцветной терригенной толще преимущественно газовых залежей. Однако район Б перспективен не только на газ, но и на нефть, так как предполагаемая мощность верхнепалеозойской толщи небольшая - около 300 м, а на части территории района отложения этого возраста вообще отсутствуют. Под верхнепалеозойской толщей залегают отложения среднего палеозоя, что показало вскрытие карбонатного разреза на Никольской, Мурасовской, Чкаловской площадях. На Ново-Никольской площади по карбонатным отложениям пройдено более 1500 м. Среднепалеозойская толща здесь, очевидно, не менее перспективна, чем в районе А. Это подтверждается фонтанами нефти и газа на Чкаловской площади, полученными из приконтурной зоны эффузивных и карбонатных пород.

Преобладание среди РОВ сапропелевого материала, а также умеренный катагенез карбонатных отложений (стадия Ж) позволяют рассчитывать на благоприятные условия в среднепалеозойской толще для образования и сохранения нефтяных залежей. По-видимому, здесь, как и в районе А, отложения среднего палеозоя в значительной части разреза не вышли из ГЗН. Взяв за основу катагенетическую обстановку верхних горизонтов промежуточного комплекса, мы предполагаем мощность перспективных отложений района Б около 1700 м (300 м терригенной толщи не учитываются). Используя расчетные параметры среднепалеозойской толщи Нюрольского бас-

сейна, а также верхнепалеозойской толщи Усть-Тымского бассейна, получим объем миграционного битумоида в районе Б. практически такой же, как и в районе А. Следовательно, по интенсивности процессов нефтегазообразования этот район почти не уступает району А и его также можно отнести к первой категории.

Перспективные районы второй категории расположены в зоне ЖК - К стадий катагенеза, которые развиты на западной и восточной окраинах изученной территории.

Район В охватывает восточные части Нижневартовского и Каймысовского сводов. К нему предположительно отнесена также территория Колтогорского мегапрогиба в соответствии с границами зоны катагенеза ЖК - К (см. рис. 8). Поисково-разведочное бурение здесь проведено в небольшом объеме, и скважинами вскрыта главным образом лишь верхняя часть промежуточного комплекса. Только скв. Медведевская-1 по карбонатным отложениям прошла около 500 м.

В верхних горизонтах промежуточного комплекса РОВ преобразовано до стадии К, иногда до начала стадии ОС. Это свидетельствует о более жестких геотермических условиях, чем в рассмотренных выше районах. Общая мощность отложений, в которых могли сохраниться нефтяные залежи, для этого района оценивается примерно в 1000 м. Верхняя часть промежуточного комплекса на ряде площадей представлена верхнепалеозойской терригенной толщей. Средняя мощность ее для всего района условно принята за 100 м. На среднепалеозойскую толщу приходится 900 м, в том числе на возможные нефтематеринские породы около 600 м. Среднее содержание автохтонного битумоида равно 0,015%, коэффициент эмиграции не менее 75%. Следовательно, объем миграционного битумоида составляет 0,045% на породу. Район В перспективен на нефть и газ, однако сильно уступает Нюрольскому и Усть-Тымскому бассейнам. Продуктивность отложений района В доказана притоком нефти из известняков в скв. Медведевская-6. Кроме того, на Черемшанской площади в базальных горизонтах мезозоя обнаружена нефть, происхождение которой исследователи связывают с палеозоем [8]. Перспективность доюрских отложений косвенным образом подтверждается составом ВОВ в водах палеозоя.

Район Г выделен на северо-востоке рассматриваемой территории. Здесь промежуточный тектонический комплекс изучен бурением настолько слабо, что перспективы его можно оценивать только предположительно. Палеозой вскрыт лишь несколькими скважинами. На Владимировском своде мезозой налегает на среднепалеозойскую толщу, имеющую здесь примерно такой же характер, как и в районе А. На Ажарминском мегавале ряд скважин вошли в красноцветную пермотриасовую толщу и лишь на Ванжильской площади под ними вскрыта карбонатная толща.

По степени катагенеза (стадии ЖК - К) отложения промежуточного комплекса района Г примерно одинаковы с отложениями района В. Поэтому его также можно считать перспективным на

нефть и газ. Притоков нефти и газа здесь еще не получено и признаков нефтеносности мало (лишь на Мартовской площади в водах палеозоя обнаружены ароматические углеводороды). Однако это обстоятельство не должно снижать оценку перспектив нефтегазосности района, поскольку общий метраж бурения по палеозою здесь пока незначительный. Мощность отложений, благоприятных для формирования и сохранения залежей нефти и газа, в районе Г, возможно, такая же, как и в районе В, т.е. 1000 м, а для пород перм-триаса, которые повсеместно бесперспективны, — 200 м. Используя объемы палеозойских пород этого района, а также некоторые расчетные параметры, известные для района В, получаем объем миграционного битумоида для района Г. По этому показателю рассматриваемый район не уступает району В, и мы его также можем отнести к перспективным на нефть и газ.

Перспективные районы третьей категории. Выделено три района (Д — Ж), расположенных в различных частях изученной территории и характеризующихся сравнительно высоким катагенезом (стадии ОС — Т). В подобной катагенетической обстановке, как известно, возможно сохранение лишь газовых и газоконденсатных залежей. Но в этих районах не встречено надежных экранов, способных удержать газ от миграции в вышележащие горизонты. Изученность бурением пока небольшая. Поэтому не исключено, что такие экраны в дальнейшем будут обнаружены. Значительные различия в катагенезе РОВ подошвы платформенного чехла (стадии Д — Г) и кровли промежуточного комплекса (ОС — Т) дают нам право предполагать, что отложения последнего претерпели существенные преобразования до начала формирования осадочного чехла. Залежи нефти, которые могли быть образованы во время нахождения отложений палеозоя в ГЗН, по-видимому, были впоследствии разрушены. Возможно, этим и объясняется отсутствие нефтепроявлений почти во всех районах.

Район Д выделен на крайнем востоке изученной территории. В нем всего одна разведочная площадь (Вездеходная). Поэтому его границы проведены условно, по контурам Владимировского свода. Промежуточный комплекс сложен доломитизированными известняками верхнего венда. РОВ представлено редкими остатками водорослей. Такой тип РОВ, как известно, благоприятен для образования преимущественно нефтяных углеводородов. Однако высокий катагенез (стадии ОС — Т) допускает возможность сохранения только газовых и газоконденсатных залежей. Но сравнительно малые концентрации C_{org} в породах (в среднем 0,1%) едва ли могли способствовать генерации углеводородных газов в больших масштабах. В пластовых водах здесь в значительных количествах отмечаются аквабитумоиды /62/, растворенные углеводородные газы, а также бензол и толуол /20/, свидетельствующие о возможной близости к скважинам скоплений углеводородов, представляющих собой скорее всего мелкие залежи газа или конденсата. Коллекторами для них могут быть трещиноватые и доломитизированные известняки,

покрышками – плотные известняки, а также глинистые породы нижних горизонтов платформенного чехла.

Район Е расположен восточнее Пайдугинского выступа складчатого фундамента. Промежуточный комплекс вскрыт скважинами на небольшую глубину на Громовской и Северо-Лымбельской площадях. В его составе выделяются пермотриасовые и верхнепалеозойские терригенные отложения. Кроме того, под пермотриасом вскрыты карбонатные породы невыясненного возраста, по-видимому, либо среднепалеозойские, либо более древние. Геохимических материалов по породам промежуточного комплекса мало и они противоречивы. Катагенез РОВ верхней части промежуточного комплекса (стадия Т) обоснован большим фактическим материалом. Эту территорию, как и предыдущий район, мы относим к третьей категории перспективности.

Район Ж охватывает частично Пудинский и Парабельский мегавалы, а также смежные с ними участки. Промежуточный комплекс здесь сложен терригенно-карбонатной толщей среднего палеозоя. РОВ представлено примерно в равной степени как сапропелевыми, так и гумусовыми растительными остатками. По этим показателям район перспективен и на нефть, и на газ. Однако глубокий катагенез отложений (стадии ОС – Т) позволяет рассчитывать на нахождение лишь газовых и газоконденсатных залежей. На Северо-Останинской площади в приконтактной зоне палеозоя с платформенным чехлом получен небольшой приток легкой нефти. Генетическая природа ее окончательно не выяснена. Возможно, эта нефть мигрировала из расположенных рядом субплатформенных отложений промежуточного комплекса или из мезозоя.

Бесперспективный район. На изученной территории отложения промежуточного комплекса бесперспективны только в одном районе 3. Район выделен в восточной половине Парабельского мегавала и включает также территорию, примыкающую к нему с северо-востока. Здесь промежуточный комплекс представлен темноцветной толщей верхнего палеозоя. Доюрские отложения претерпели глубокие катагенетические преобразования (стадии ПА – А). Поэтому практически полностью исключается возможность сохранения не только нефтяных, но и газовых залежей. На Колпашевской площади из низов платформенного чехла получен приток нефти. По ряду параметров она сходна с палеозойскими нефтями. Вопрос о ее генетической природе еще не вполне ясен.

80% площади развития промежуточного тектонического комплекса (или более 60% изученной территории) занимают субплатформенные образования с перспективными на нефть и газ районами первой и второй категории. Малоперспективные и бесперспективные районы приурочены к субгессинклинальным отложениям промежуточного комплекса и составляют 20% его площади или около 15% рассматриваемой территории. Из этого следует, что на большей части территории промежуточного комплекса возможно нахождение нефтяных и газовых месторождений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты выполненных исследований сводятся к следующему.

1. Изучение РОВ проводилось комплексом методов. Рассмотрены их достоинства и недостатки. Наиболее надежными для установления генетического типа РОВ и его катагенетической преобразованности являются методы углелетрографии.

2. Использован ряд новых методических приемов при углелетрографических исследованиях: а) подавляющее большинство замеров отражательной способности микрокомпонентов РОВ проводилось в препаратах из ненарушенной породы; б) широко использовалась отражательная способность псевдовитринита для диагностики стадий катагенеза; в) по kernovому материалу палеозоя изученного района составлена шкала отражательной способности микрокомпонентов РОВ (витринита, семивитринита, семифюзинита и фюзинита по стадиям катагенеза от Г до А; г) показана возможность замеров отражательной способности микрокомпонентов РОВ в двусторонне-полированных шлифах; д) экспериментальными данными подтверждено влияние кислотной обработки на отражательную способность витринита.

3. Установлены сильные корреляционные связи между изменениями в ходе катагенеза отражательной способности витринита и отражательной способности других микрокомпонентов РОВ (псевдовитринита, семивитринита, семифюзинита и фюзинита). Показаны также сильные корреляционные связи между отражательной способностью витринита и плотностью вмещающих глинистых пород.

4. По катагенезу РОВ и плотностям вмещающих глинистых пород уточнены схемы разграничения доюрских образований на складчатый фундамент и промежуточный комплекс. Последний развит примерно на 80% изученной территории. В его составе выделены субплатформенные и субгеосинклинальные образования.

5. Рассмотрено распределение РОВ в отложениях палеозоя. Содержание C_{org} возрастает в ряду песчаник - известняк - алевролит, аргиллит. Наиболее обогащена C_{org} (преимущественно гумусовое РОВ) терригенная толща верхнего палеозоя. Меньшие концентрации C_{org} (в основном сапропелевое РОВ) отмечаются в терригенно-карбонатной толще среднего палеозоя. Минимальные содержания C_{org} присущи терригенным отложениям пермо-триаса.

6. В составе РОВ выявлены почти все микрокомпоненты, встречающиеся в концентрированных формах ОВ, а также микстинит и сорбомикстинит.

7. Использование комплекса методов изучения РОВ и вмещающих пород позволило составить сравнительно детальную карту катагенеза РОВ верхних горизонтов палеозоя. На ней выделено шесть зон катагенеза: ДГ - Г, ГЖ - Ж, ЖК - К, ОС - Т, Т - ПА, ПА - А.

8. Субплатформенные отложения промежуточного тектонического комплекса по степени катагенеза (стадии Г - К) близки к породам базальных горизонтов мезозоя (Д - Ж стадии), а субгеосинклинальные (стадии ОС - А) - к складчатому фундаменту. Породы последнего претерпели практически уже метаморфические преобразования (стадии ПА - А).

9. Плавное нарастание катагенеза с глубиной позволяет предполагать мощность перспективных на нефть отложений промежуточного тектонического комплекса по различным районам от 1 до 2 км.

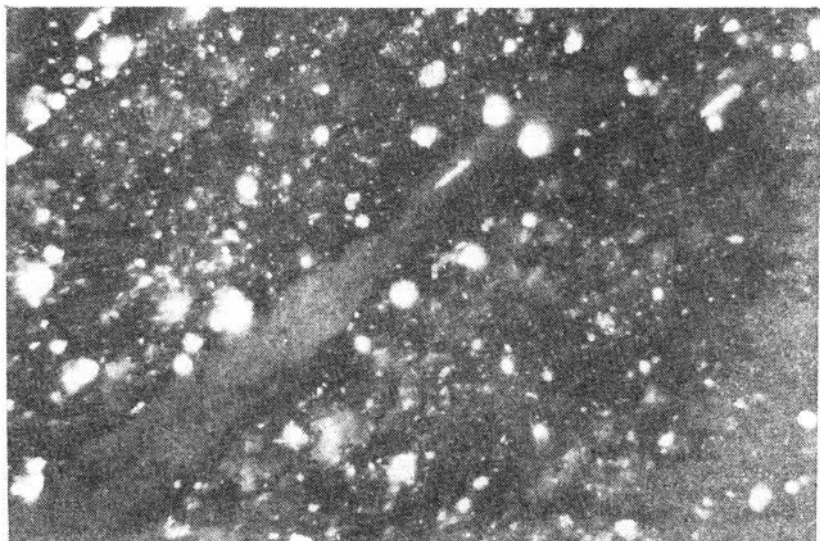
10 На основе геохимических данных проведено нефтегеологическое районирование отложений промежуточного комплекса. Выделено восемь районов, различающихся по типу и катагенезу РОВ, литологии, объемам миграционного битумоида. Наиболее высоко оцениваются перспективы обширной территории, включающей Нюрольский и Усть-Тымский осадочные бассейны.

Доказана перспективность на нефть и газ отложений промежуточного тектонического комплекса (особенно среднепалеозойских). Расположение изученной территории вблизи промышленных центров и транспортных магистралей будет способствовать быстрому освоению месторождений и высокой экономической эффективности их. Есть все основания полагать, что интенсивные поиски палеозойской нефти уже в скором будущем приведут к существенному увеличению нефтегазовых ресурсов Западно-Сибирской провинции.

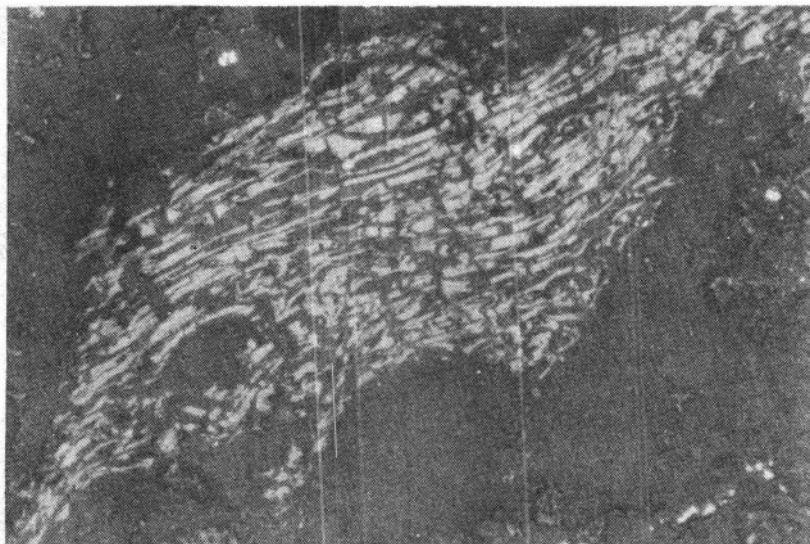
РАССЕЯННОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО
В ОТРАЖЕННОМ СВЕТЕ



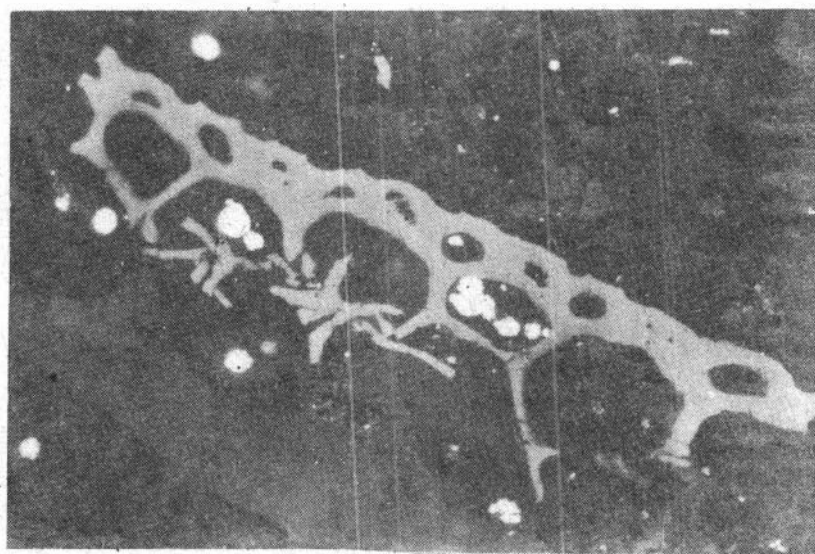
Фиг. 1. Псевдовитринит. Стадия Ж, николи -, 500 х, масляная иммерсия, скв. Малоичская-4, известняк.



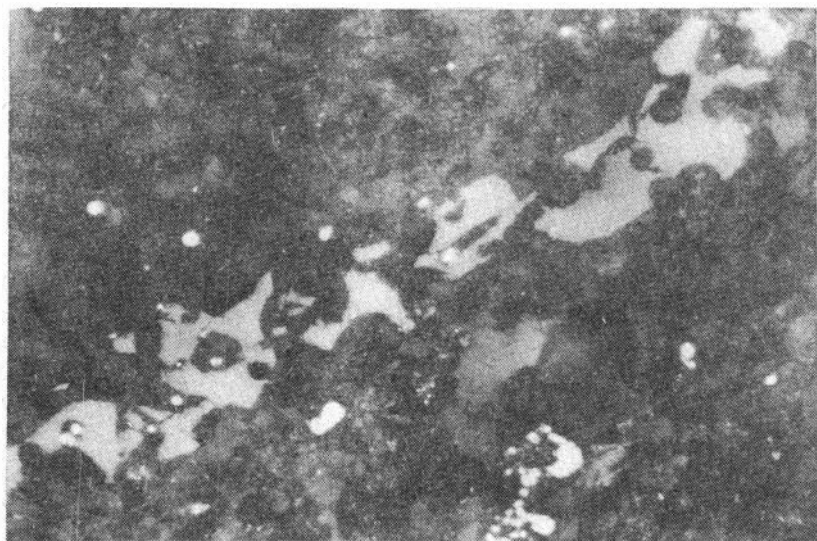
Фиг. 2. Псевдовитринит с остатками клеточной структуры. Стадия Ж, николи -, 500х, масляная иммерсия, скв. Нижнетабганская-7, известняк.



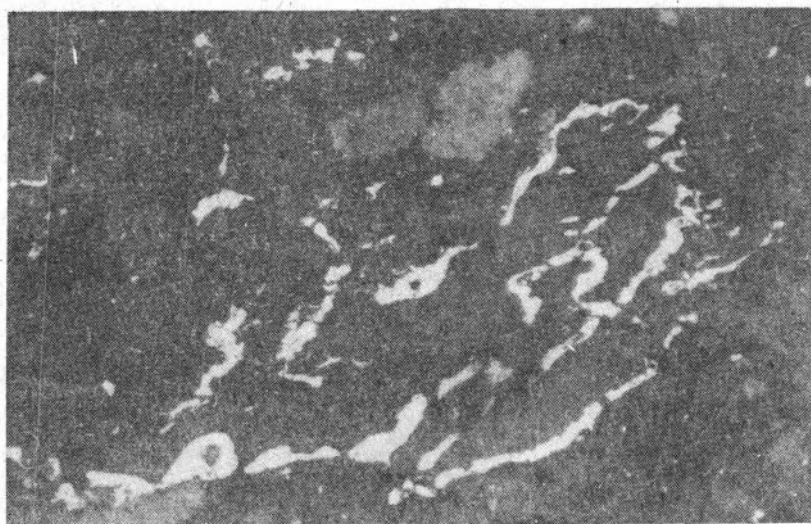
Ф и г. 3. Фюзинит со звездчатой структурой. Стадия А, николи - 330 х, скв. Верхнекарзинская-1, аргиллит.



Ф и г. 4. Фюзинит с остатками клеточной структуры. Стадия Ж, николи -, скв. Калиновая-4, мергель.



Фиг. 5. Фрагмент с остатками клеточного строения. Стадия Ж, николи -, 400х, скв. Северо-Сильгинская-7, аргиллит.



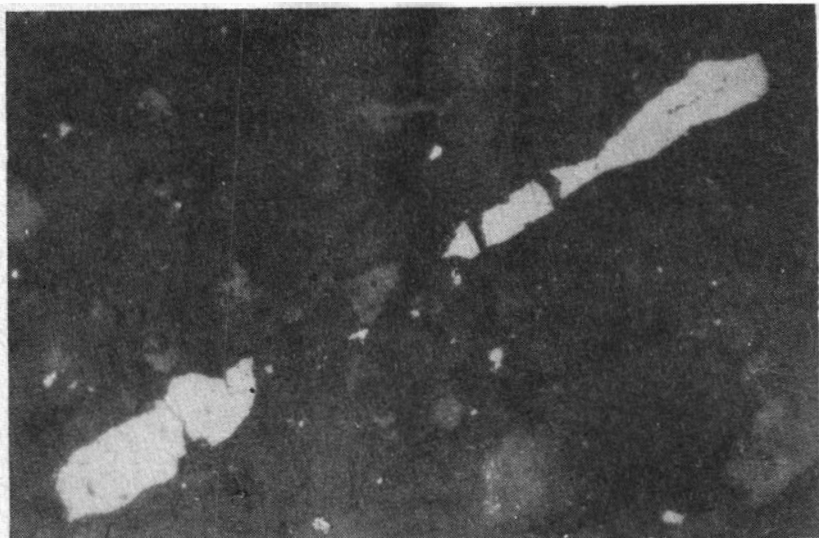
Фиг. 6. Сорбированное ОВ. Стадия А, николи -, 350 х, скв. Колпашевская-7, аргиллит.



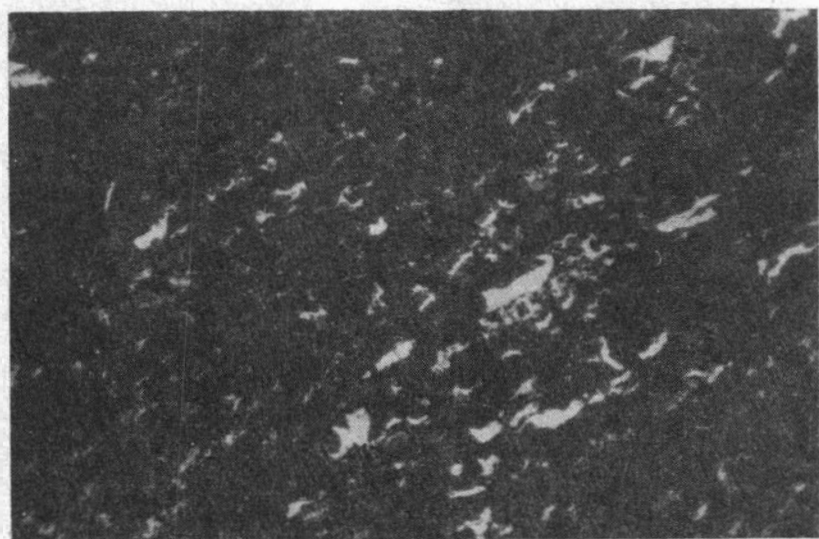
Фиг. 7. Сорбированное ОВ. Стадия А, николи -, 500 х, скв. Кол-
тогорская-1, аргиллит.



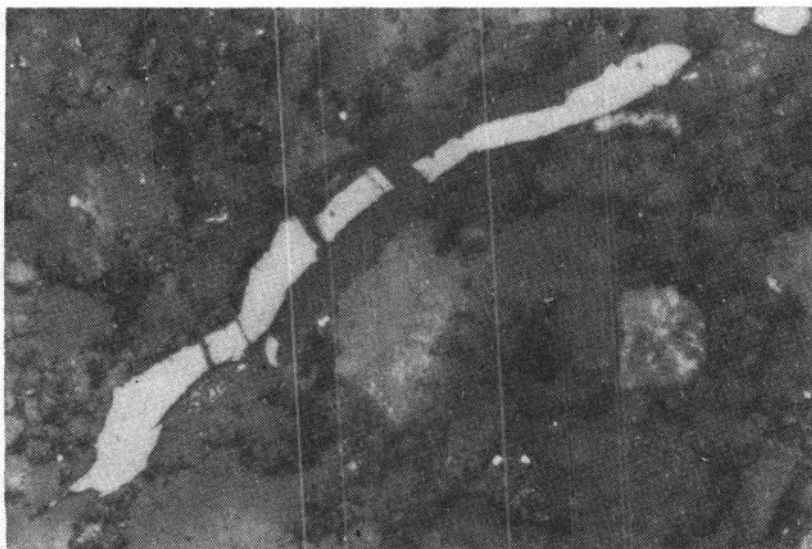
Фиг. 8. Анизотропия у витринита. Стадия А, николи +, 720х, скв.
Сибкраевская-270, аргиллит.



Фиг. 9. Бесструктурный витринит. Стадия А, николи -, 350х, скв. Колпашевская-7, аргиллит.



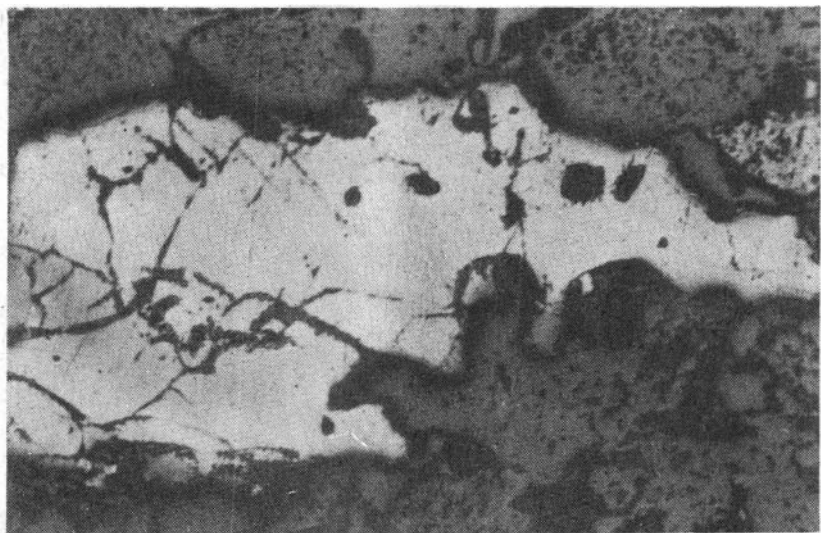
Фиг. 10. Тонкодисперсное РОВ. Стадия А, николи -, 350х, скв. Калчанская-1, аргиллит.



Фиг. 11. Витринит, сохранивший форму растительного остатка.
Стадия Т, николи -, 490х, Громовская-1, аргиллит.



Фиг. 12. Структурный витринит. Стадия Ж, николи -, 100х, скв.
Вартовская-335, песчаник.



Фиг. 13. Витринит со следами окисления. Стадия К, николи -, 150х, скв. Стрежевая-204, песчаник.



Фиг. 14. Семивитринит. Стадия А, николи -, 450х, скв. Шудельская-250, аргиллит.



Фиг. 15. Семифюзинит. Стадия А, николи -, 500х, скв. Басма-
совская-1, аргиллит.



Фиг. 16. Битуминозное ОВ, заполняющее трещины. Стадия Т, ни-
коли -, 500х, масляная иммерсия, скв. Западно-Останин-
ская, известняк.

1. Айтбаев К.А., Семин Ю.А., Филипьев Г.П. и др. Новый газоносный район в Южном Казахстане. – Геол. нефти и газа, 1975, № 1, с. 16–21.
2. Алексеев Л.М., Иванова В.П., Красавина Т.И. Возможности термического анализа органического вещества пород при установлении степени их катагенеза и метагенеза (метаморфизма). – В кн.: Органич. вещество соврем. и ископ. осадков и методы его изучения. М.: Недра, 1974, с. 256–267.
3. Аммосов И.И. О метаморфизме углей Прокопьевско-Киселевского месторождения Кузбасса. – Изв. АН СССР. Сер. геолог., 1941, № 6.
4. Аммосов И.И., Тан-сю-И. Стадии изменения углей и парагенетические отношения горючих ископаемых. М.: Изд-во АН СССР, 1961.
5. Аммосов И.И. Литификация и нефтеносность. – В кн.: Петрология углей и парагенез горючих ископаемых. М.: Наука, 1967, с. 5–80.
6. Арбатов А.А., Бурштар М.С., Кирюхин Л.Г. и др. О принципах тектонического и нефтегеологического районирования молодых плит. – Нефтегазовая геология и геофизика, 1974, № 5, с. 14–18.
7. Бабилов Н.М., Даненберг Е.Е., Наумов А.Л. и др. Нефтеносность зоны контакта осадочного чехла и палеозойского фундамента Томской области. Т. 228. Томск: Изд. ТПИ, 1976, с. 12–14.
8. Баженов В.А., Даненберг Е.Е., Тищенко Г.И. Некоторые вопросы геологического строения эрозионно-тектонической поверхности подошвенных образований чехла в связи с нефтегазоспособностью в Томской области. – Труды СНИИГГиМС, 1977, вып. 255, с. 71–78.
9. Богуш О.И., Дубатовлов В.Н., Дубатовлова Ю.А. и др. Стратиграфия и литология среднепалеозойских отложений по материалам бурения Малоичской скважины 4. – В кн.: Девон и карбон Азиатской части СССР. Новосибирск: Наука, 1980, с. 4–37.

10. Бочкарев В.С., Палин Ю.С. Находка двустворок альпийской фауны на территории Западно-Сибирской низменности и ее геологическое значение. - Геол. и геофиз, 1972, № 5, с. 106-110.

11. Бочкарев В.С., Максимов Е.М., Мишульский М.И., Федоров Ю.Н. Методы тектонического анализа нефтегазоносных областей Западной Сибири. - Труды ЗапСибНИГНИ, вып. 152. М.: Недра, 1980, 193 с.

12. Бурштар М.С., Буш В.А., Кирюхин Л.Г. и др. Геология и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений Скифской и Туранской плит. - Труды ВНИГРИ, вып. 144. М.: Недра, 1974, с. 134.

13. Вальц И.Э., Волкова И.Б. Гинзбург А.И. и др. К вопросу о классификациях микрокомпонентов и петрографических типов гумусовых углей. - В кн.: Матер. по геол. и петрогр. углей СССР. Л.: Недра, 1968, с. 5-15.

14. Васильев В.Г. Проблема нефтеносности Западно-Сибирской низменности. - Нефтяное хозяйство, 1937, № 6.

15. Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В. и др. Главная фаза нефтеобразования. - Вестник МГУ, 1969, № 6, с. 3-27.

16. Велев В., Шишков Г., Минчев Д. Изменение отражательной способности витринита под воздействием органических растворителей и сильных кислот. - Списание на българского геологическо дружество. Т. 1, 1976, с. 112-116.

17. Войцеховская А.Г., Парпарова Г.М., Ильченко Л.Н. Материалы по литологии и геологии нефтегазоносных бассейнов Сибири. - Труды СНИИГГиМС, 1968, вып. 78, с. 96-100.

18. Вышемирский В.С. Геологические условия метаморфизма углей и нефтей. Саратов: Изд-во Саратов. Гос. ун-та, 1963, с. 377.

19. Вышемирский В.С. О возможной нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской низменности. - В кн.: Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск: Наука, 1971, с. 133-139.

20. Вышемирский В.С., Жутовт А.К., Зингер А.С. Гидрогеохимические показатели нефтегазоносности промежуточного тектонического комплекса Западно-Сибирской плиты. - Докл. АН СССР, 1975, т. 225, № 4, с. 932-935.

21. Вышемирский В.С., Вышемирская О.П., Парпарова Г.М. и др. Катагенез органического вещества в палеозойских отложениях юго-восточной части Западно-Сибирской равнины. - Геол. и геофиз., 1976, № 1, с. 25-31.

22. Габриелян А.Г., Анисимова М.В., Климова Л.А. и др. Региональный метаморфизм и характеристика коллекторов и нефтей Нижнего Поволжья. - Геол. нефти и газа, 1974, № 7, с. 53-59.

23. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности - новой нефтяной базы СССР. /Под ред. Н.Н. Ростовцева и А.А. Трофимука. Новосибирск: Изд-во АН СССР, 1963, 201 с.

24. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. /Под ред. Н.Н. Ростовцева М.: Госгеолтехиздат, 1958, с. 242-261.
25. Гинзбург А.И. Органическое вещество петрографических типов горючих сланцев (на примере некоторых месторождений СССР). - Литология и полезные ископаемые, 1969, № 4, с. 39-52.
26. Гинзбург А.И., Корженевская Е.С., Волкова И.Б. и др. Петрографические типы углей СССР. М.: Недра, 1975. 248 с.
27. Гинзбург А.И., Лапо А.В., Летушова И.А. Рациональный комплекс петрографических и химических методов исследования углей и горючих сланцев. Л.: Недра, 1976, 168 с.
28. Глебовская Е.А., Иванцова В.В., Бабинкова Н.И. и др. Эталоны ИК-спектров поглощения битумоидов для диагностики стадий метаморфизма органического вещества пород и углей. - Труды ВНИГРИ, 1974, вып. 353, с. 26-34.
29. ГОСТ 9414-60. Угли каменные. Метод определения петрографического состава. М., 1960.
30. ГОСТ 12113-66. Угли бурые, каменные и антрациты. Метод определения отражательной способности. М., 1966.
31. ГОСТ 9414-74. Угли каменные. Метод определения отражательной способности. М., 1974.
32. Губкин И.М. Минерально-сырьевая база Урала в свете новейших исследований и разведок и основные задачи ее дальнейшего изучения. М.: Изд-во АН СССР, 1932. 81 с.
33. Губкин И.М. Естественные богатства СССР и их использование. Избр. соч. в 2-х томах. Т. II, М.: Изд-во АН СССР, 1953, с. 236-262.
34. Гурари Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья. Л.: Госгостехиздат, 1959. 174 с.
35. Гурари Ф.Г., Казаринов В.П., Касьянов и др. Западно-Сибирская низменность - новая база нефтедобычи. - Геол. и геофиз., 1961, № 10, с. 3-16.
36. Дедеев В.А., Наливкин В.Д., Шаблинская Н.В. Строение досреднеюрского фундамента Западно-Сибирской низменности в свете новых данных. - Сов. геология, 1962, № 7, с. 26-40.
37. Емец Т.П., Бурмистрова Л.Д., Заславский Е.М. и др. К методике измерения отражательной способности микрокомпонентов органического вещества осадочных пород. - Изв. АН СССР, Сер. геолог., 1974, № 4, с. 151-153.
38. Ергольская З.В. Изменение ископаемых углей в процессе углефикации. - Труды ЦНИГРИ, 1939, вып. 128, с. 343-353.
39. Жемчужников Ю.А. Общая геология ископаемых углей. М.: Углетехиздат, 1948. 492 с.
40. Жеро О.Г., Смирнов Л.В., Сурков В.С. О перспективах нефтегазоносности доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты. - Геол. и геофиз., 1968, № 11, с. 3-11.

41. Жеро О.Г., Смирнов Л.В., Сурков В.С. Схематическая геологическая карта поверхности доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты. - В кн.: Геологич. строение фундамента Зап.-Сиб. плиты. Л.: Недра, 1971, с. 111-132.

42. Жеро О.Г., Смирнов Л.В., Сурков В.С. Геологическое строение и нефтегазоносность палеозойских отложений Нюрольского бассейна. - Труды СНИИГГиМС, 1977, вып. 255, с. 22-31.

43. Запивалов Н.П., Шпильман К.А. Будет Сибирское Баку. Новосибирск: Кн. Изд-во, 1963. 54 с.

44. Запивалов Н.П., Плуман И.И. Геолого-геохимические предпосылки открытия залежей нефти и газа в палеозое юга Западной Сибири. - Труды СНИИГГиМС, 1977, вып. 255, с. 39-45.

45. Запивалов Н.П., Сердюк З.Я., Залазаева Л.В. Нефтегазоносность карбонатных пород силура-нижнего карбона Западной Сибири. - Геол. нефти и газа, 1978, № 1, с. 39-45.

46. Запивалов Н.П. Геологические предпосылки и методика поисков залежей нефти в палеозое на юге Западной Сибири. - Сов. геология, 1979, № 3, с. 22-37.

47. Иванов В.В., Клубов Б.А. К вопросу о механизме нефтеобразования в карбонатных породах. - Изв. АН СССР, 1977, № 12, с. 99-106.

48. Иванов Г.А. Угленосные формации. Л.: Наука, 1967.

49. Иванов И.А., Худорожков Г.П., Коптяев Н.В. и др. Нефтегазоносность палеозоя Томской области. - В кн.: Новые данные по геол. и полез. ископ. Зап. Сибири. Томск: изд-во Томского ун-та, 1975, вып. 10, с. 29-34.

50. Иванцова В.В., Черников К.А. Результаты изучения рассеянного органического вещества и битумов пород Западно-Сибирской плиты. - Труды ВНИГРИ, 1965, вып. 236, с. 157-184.

51. Ильин Р.С. Об условиях нахождения нефти в Западной Сибири. - Вестник ЗСГРТ, 1936, вып. 3.

52. Калмыков Г.С. Витринит, его отражательная способность и методы определения. - В кн.: Петрол. и парагенез горючих ископ. М.: Наука, 1967, с. 81-126.

53. Кирюхин Л.Г. Проблема нефтегазоносности доюрских отложений молодых плит. - Сов. геол., 1975, № 12.

54. Клубов С.В. Особенности нефтегазоносности вулканогенных и вулканогенно-осадочных пород. - В кн.: Актуальные вопросы геологии нефти и газа. М.: Изд. ИГИРГИ, 1978, с. 51-53.

55. Козлова Л.Е. Использование термовесового и термического анализов при изучении рассеянного органического вещества горных пород. - В кн.: Рассеянное органич. вещество горных пород и методы его изучения. Новосибирск: Наука, 1977, с. 126-134.

56. Кондрашов А.А., Канарейкин Б.А., Каралузов Н.И. Общие черты геологического строения доюрских образований восточной части Нюрольского бассейна (Западно-Сибирская плита). - В кн.: Труды СНИИГГиМС, 1978, вып. 266, с. 10-16.

57. Конторович А.Э. Геохимические методы количественно-го прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 248 с.

58. Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И. и др. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. - Труды СНИИГГиМС, 1967, вып. 50, с. 224.

59. Конторович А.Э., Стасова О.Ф., Фомичев А.С. Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. - Труды СНИИГГиМС, 1964, вып. 32, с. 27-39.

60. Конторович А.Э., Данилова В.П., Диндойн В.М. Изменение химического состава гумусового органического вещества и его парамагнитных свойств в зоне катагенеза. - Докл. АН СССР, 1973, т. 209, № 6, с. 1431-1434.

61. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Наука; 1975.

62. Конторович А.Э., Данилова В.П., Иванов В.Г., Худорожков Г.П. Распределение и состав аквабитумоидов в отложениях Тымско-Кетского доюрского осадочного бассейна. - Труды СНИИГГиМС 1977, вып. 255, с. 63-70.

63. Конторович А.Э., Стасова О.Ф. Геохимия юрских и палеозойских нефтей юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты и их генезис. - Труды СНИИГГиМС, 1977, вып. 255.

64. Конторович А.Э., Олли И.А., Биджаков В.И. и др. Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности палеозойских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. - Труды СНИИГГиМС, 1980, вып. 275, с. 4-24.

65. Коровин М.К. О нефти в Западной Сибири. - Атлас энерг. ресурсов СССР. Т. II, вып. 2, Изд-во АН СССР, 1934.

66. Коровин М.К., Кудрявцев Н.А., Степанов Д.Л. и др. Перспективы нефтегазоносности Западной Сибири. М.: Госгеолтехиздат, 1948, 307 с.

67. Кревелен Ван, Шуер Ж. Наука об угле. М.: Госгортехиздат, 1960, 298 с.

68. Крылов Н.А. Типы и перспективы нефтегазоносности переходных комплексов молодых платформ. - Сов. геология, 1974, № 9, с. 14-25.

69. Крылова Н.М., Сарбеева Л.И. Петрографическая характеристика углей класса гелитолитов на различных стадиях регионального метаморфизма (Донешкий и Кузнецкий бассейны). - В кн.: Вопросы метаморфизма углей и эпигенеза вмещающих пород. Л.: Наука, 1968, с. 68-87.

70. Крылов С.В., Крылова А.Л. Данные глубинного сейсмического зондирования и гравитационные аномалии в Западной Сибири. - В кн.: Строение земной коры в Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во Ин-та геол. и геофиз. СО АН СССР, 1974, с. 58-64.

71. Кудрявцев Н.А. К вопросу о формировании нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. - Труды ЗапСибНИГНИ, 1967, вып. 3, с. 137-143.

72. Куликов П.К. Геологическое строение и история развития Западной Сибири в палеозойскую эру в связи с проблемой нефтегазоносности. М.: Недра, 1968, 155 с.

73. Лебедев Л.И. Строение и нефтегазоносность современных гетерогенных депрессий. М.: Наука, 1978. 112 с.

74. Лигачев Е. С учетом перспектив. - Правда, 17 декабря 1977 г.

75. Маринина Т.В., Красавина Т.Н. К вопросу о термостроении графитов и углей Ногинского месторождения. В кн.: Термоаналитические исследования в современной минералогии. М.: Наука, 1970, с. 38-43.

76. Маркевич В.П. История геологического развития и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М.: Наука, 1966, 248 с.

77. Методическое руководство по люминесцентно-битуминологическим и спектральным методам исследования органического вещества пород и нефтей /Ботнева Т.А., Ильина А.А., Терской Я.А. и др. М.: Недра, 1979, 204 с.

78. Назаркин Л.А. Палеоклимат и региональные прогнозы нефтеносности. - В кн.: Матер. по геол. и геофиз. нефтегазоносности Зап.-Сиб. низменности. М.: Наука, 1966, 248 с.

79. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1969, 240 с.

80. Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н. Главная фаза газообразования - один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества. - Геол. и геофиз, 1973, № 10, с. 14-16.

81. Неручев С.Г., Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. Ошкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием. - В кн.: Горюч. ископ. Пробл. геолог. нафтидов и битуминозных пород. М.: Наука, 1976, с. 47-62.

82. Парпарова Г.М. Применение методов углетрографии для исследования рассеянного органического вещества. - В кн.: Органич. веш. соврем. и ископ. осадков. М.: Наука, 1970, с.191-203.

83. Парпарова Г.М., Неручев С.Г. Использование некоторых микрокомпонентов рассеянного органического вещества пород в качестве индикаторов метаморфизма. - Труды ВНИГРИ, 1973, вып. 345, с. 19-23.

84. Парпарова Г.М., Неручев С.Г., Жукова А.В. Формирование веществовно-петрографического состава рассеянного органического вещества и основы его генетической классификации. - В кн.: Рассеянное органич. веш. на разных этапах литогенеза осадков и процессы нефтегазообразования. Л., Изд. ВНИГРИ 1978, с. 7-30.

85. Погорелов Б.С. Геология и нефтегазоносность доюрских образований запада Западной Сибири. М.: Наука, 1977.

86. Пономарева М.Н., Лифшиц М.М., Вырбич Г.П. Отражательная способность углей Донецкого бассейна. - Труды ДонУГИ, № 25. М.: Госгортехиздат, 1962, с. 52-96

87. Проблема нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской плиты / Под ред. Вышемирского В.С., Трофимука А.А. Новосибирск: Наука, 1976. 240 с.

88. Проводников Л.Я. Карты тектонического районирования вещественного состава и современного рельефа доюрского фундамента и структурно-тектоническая карта Западно-Сибирской плиты (по геофизическим данным). Новосибирск: изд-во СО АН СССР, 1963.

89. Радченко О.А., Парпарова Г.М., Лебедев Б.А. и др. Об особенностях углефикации сапропелевых углей, горючих сланцев и рассеянного органического вещества пород. - В кн.: Органич. веш. в геол. процессах. Труды ВСЕГЕИ, т. 261. Л., 1975, с.21-38.

90. Решетко А.Н., Пермитина К.С. К вопросу о влиянии окисления на отражательную способность витринита углей. В кн.: Подготовка и кжсование углей. Свердловск: Труды ВУХИН, 1965, вып. 5.

91. Рудаков В.Г., Никонов В.Ф. Современное состояние глубинного происхождения нефти и пути ее дальнейшего развития.- Сов. геология, 1966, № 3, с. 129-139.

92. Сарбеева Л.И., Крылова Н.М. Отражательная способность микрокомпонентов углей метаморфического ряда. - В кн.: Вопросы метаморфизма углей и эпигенеза вмещающих пород. Л.: Наука, 1968, с. 87-106.

93. Сверчков Г.П. Нефтегазоносность западной части Западно-Сибирской низменности. - Труды ВНИГРИ, 1959, вып. 140, с. 312-354.

94. Сеницын Ф.Е., Хромова Н.Р. Эпигеосинклинальные формации среднего-верхнего палеозоя Чу-Сарысуйской синеклизы и перспективы их нефтегазоносности. - Труды ВНИГРИ, 1970, вып. 95, с. 141-164.

95. Скок В.И. Тектоника и глубинный метаморфизм угля в Кузнецком бассейне. - Сов. геология, 1963, № 5, с. 19-37.

96. Степанов Д.А. К геологии Троишко-Челябинского района. - Труды НГРИ, сер. Б, 1934, вып. 44.

97. Строганов В.П. О главных фазах генерации газообразных и жидких углеводородов и условиях формирования зон нефте- и газообразования. - Сов. геология, 1973, № 9, с. 69-75.

98. Сурков В.С. Тектоника юго-восточной части Западно-Сибирской низменности по геофизическим данным. - В кн.: Тектоника Сибири. Т 1, Новосибирск: изд-во СО АН СССР, 1962, с. 123-129.

99. Сурков В.С., Жеро О.Г., Уманцев Д.Ф. Строение доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты. - Труды СНИИГГиМС, 1967, вып. 65, с. 125-137.

100. Сурков В.С. Тектоническое районирование фундамента плиты и обрамления. – В кн.: Геол. строение фундамента Зап.-Сиб. плиты. Л.: Недра, 1971, с. 135–173.

101. Тищенко Г.И. О времени формирования залежей нефти и газа приконтактной зоны доюрского фундамента и платформенного чехла юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. – Труды СНИИГГиМС, 1977, вып. 255, с. 79–83.

102. Трофимук А.А. Нефть и природный газ Сибири. – Вест. АН СССР, 1964, № 6, с. 37–44.

103. Трофимук А.А., Конторович А.Э. Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ. – Геол. и геофиз., 1965, № 12, с. 3–14.

104. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Запивалов Н.П. Перспективы нефтегазоносности палеозоя юга Западно-Сибирской плиты. – Геол. и геофиз., 1972, с. 3–13.

105. Трофимук А.А. Важные уроки истории открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – Геол. и геофиз., 1974, № 5, с. 29–36.

106. Трофимук А.А., Вышемирский В.С. Проблема нефтеносности палеозоя Западно-Сибирской низменности. – Геол. и геофиз., 1975, № 2, с. 1–7.

107. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Сердюк З.Я., Шугуров В.Ф. Оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. – Труды СНИИГГиМС, 1977, вып. 255, с. 16–21.

108. Трушков П.А., Фомичев А.С. Кытагенез органического вещества доюрского комплекса юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. – Труды СНИИГГиМС, 1976, вып. 231, с. 107–110.

109. Туаев Н.П. Проблема нефтеносности Западно-Сибирской низменности в свете новых данных. – Нефтяное хозяйство, 1937, № 9.

110. Успенский В.А., Инденбом Ф.Б., Чернышева А.С. и др. К разработке генетической классификации рассеянного органического вещества пород. – Труды ВНИГРИ, 1958, вып. 128, с. 221–314.

111. Фаин Ю.Б., Шмелев А.К., Бикбулатов Б.М. О перспективах нефтеносности доюрских образований в Западной Сибири. – Геол. нефти и газа, 1975, № 2, с. 8–11.

112. Фомин А.Н. Тектоническое районирование доюрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. – В кн.: Пробл. стратигр. и тект. Сибири. Новосибирск, изд-во Ин-та геол. и геофиз. СО АН СССР, 1979, с. 78–83.

113. Чарыгин М.М. Почему нужно искать нефть за Уралом. – Нефть, 1933, № 1.

114. Чистякова А.С. Изготовление прозрачных шлифов и аншлифов из угля. – В кн.: Матер. по геол. и петрол. углей СССР. М.: Недра, 1968, с. 285–289.

115. Шатский Н.С. Проблемы нефтеносности Сибири. - Нефтяное хозяйство, 1932, т. XXIV, № 9, с. 131-140.
116. Шнип О.А., Гибшман Н.Б. Новые данные о возрасте доюрских образований южной части Западно-Сибирской плиты. - Докл. АН СССР, 1978, т. 238, № 1, с. 199-202.
117. Шрайбман В.И., Богданова С.В., Князев В.С. и др. Соотношение петрографического состава фундамента плит с геофизическими аномалиями и прогнозирование его на ЭВМ. - В кн.: Стрoение фундамента молодых платформ. М.: Наука, 1972, с.10-19.
118. Штах Э., Маковски М.Т., Тейхмюллер М. и др. Петрология углей. М.: Мир, 1978. 554 с.
119. Murenison D.G. Reflectance technique in coal petrology and their possible application in ore mineralogy. - Trans. Inst. Min. and Metal., 1964, N689, p. 479-502.
120. McCartney I.T., Ergun S. Optical properties of graphite and coal. - Fuel, 1958, v. 37, N 3, p. 272-282.
121. Philippi G.T. On the Depths, Time and Mechanism of Petroleum Generation. - Geochimica et Cosmochimica Acta, 1965, v. 29, N 9, p. 1021-1051.
122. Vassoevich N.B. Hygrocarbons in the sedimentary mantle of the Earth. - In: J. Congreso Mundial del Petroleo. Mexico, 1967. 142 p.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
Глава I. Обзор исследований по проблеме нефтегазоносности доюрских отложений на юго-востоке Западно-Сибирской плиты	8
Глава II. Методика исследований	18
Отражательная способность микрокомпонентов РОВ	22
Показатель преломления микрокомпонентов РОВ	30
Элементный состав керогена	32
Инфракрасная спектроскопия битумоидов	-
Термография пород	33
Плотность глинистых пород	-
Глава III. Краткий очерк геологического строения юго-востока Западно-Сибирской плиты	36
Распространение промежуточного комплекса	-
Литолого-стратиграфическая характеристика промежуточного комплекса	41
Глава IV. Рассеянное органическое вещество доюрских отложений	46
Глава V. Катагенез рассеянного органического вещества доюрских отложений. Зоны стадий катагенеза.	57
Зона ДГ - Г	59
Зона ГЖ - Ж	60
Зона ЖК - К	65
Зона ОС - Т	66
Зона Т - ПА	67
Зона ПА - А	68
Глава VI. Проблема нефтегазоносности промежуточного тектонического комплекса на юго-востоке Западно-Сибирской плиты	70
Промежуточные тектонические комплексы молодых плит - новые объекты нефтепоисковых работ	-
Перспективы нефтегазоносности промежуточного комплекса на юго-востоке Западно-Сибирской плиты	73
Нефтегеологическое районирование отложений промежуточного тектонического комплекса	78
Заключение	84
Приложение	86
Литература	94
	103

Александр Николаевич Фомин

КАТАГЕНЕЗ И ПЕРСПЕКТИВЫ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЯ
НА ЮГО-ВОСТОКЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Ответственный редактор
Владислав Станиславович Вышемирский

Утверждено к печати Институтом геологии
и геофизики СО АН СССР

Редакторы издательства Л.Н.Калинина, И.П.Зайцева
Художественный редактор Т.Ф.Каминина
Художник Н.А.Пискун
Технический редактор Л.Г.Филина
Корректоры С.М.Погудина, Г.Д.Смоляк

ИБ № 23181

Сдано в набор 18.05.82. Подписано в печать 07.09.82.
МН-05024. Формат 60x90 1/16. Бумага офсетная. Офсетная
печать. Усл. печ. л. 6,5. Усл. кр.-отт. 6,8. Уч.-изд. л. 7,2.
Тираж 650 экз. Заказ № 327. Цена 1 р. 10 к.

Издательство "Наука", Сибирское отделение.
630099, Новосибирск, 99, Советская, 18.

4-я типография издательства "Наука".
630077, Новосибирск, 77, Станиславского, 25.