

4.4. РАЗВИТИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА В ИГиГ СО АН СССР – ОИГГМ – ИГНГ – ИНГГ СО РАН В 90-х ГОДАХ ПРОШЛОГО ВЕКА И В ПЕРВОМ ДЕСЯТИЛЕТИИ XXI ВЕКА

А.Э. Конторович

ЭТО НАЧИНАЛОСЬ ТАК...

В истории исследований по геологии нефти и газа в Институте геологии и геофизики СО АН СССР (СО РАН) отчетливо выделяется несколько периодов. В настоящем разделе кратко освещены результаты деятельности института за последние двадцать лет. С известной долей условности этот период можно назвать «эпоха наследников А.А. Трофимука». К ним я отношу и себя.

В значительной мере сценарий этой эпохи, по крайней мере начальной его фазы, был подготовлен самим Андреем Алексеевичем. Годы брали свое. И в конце 80-х годов он, видимо, стал задумываться о своем преемнике в области геологии нефти и газа. Нам, «детям» Андрея Алексеевича, как всем детям, казалось, что он будет с нами всегда...

Я ничего не знал о планах Андрея Алексеевича того времени. И то, о чем я здесь рассказываю, в значительной мере является изложением со слов моего старшего товарища, многолетнего соратника и друга, В.С. Вышемирского.

Все мы помним весну 1988 г., когда у Андрея Алексеевича случился страшный и тяжелый инфаркт. Перед этим он, как всегда, много работал, часто ездил в командировки — жил своим, трофимуковским ритмом... Но о смене, видимо, уже подумывал... Как мне рассказывал впоследствии, много лет спустя, В.С. Вышемирский, он предварительно сделал свой выбор. А выбирать в те годы было из кого... В коллективе института работали три выдающихся профессора — В.С. Вышемирский, Н.П. Запивалов, Ю.Н. Карогодин. В Иркутске — тогда еще сравнительно молодые М.М. Мандельбаум и В.В. Самсонов, в Тюмени — чл.-кор. АН СССР И.И. Нестеров... Я работал в СНИИГГиМСе. Были в СНИИГГиМСе и другие талантливые геологи-нефтяники — Н.В. Мельников и В.С. Старосельцев. Все эти известные специалисты находились во вполне «приемлемом» для директора института возрасте. Короче, выбор сделать было нелегко... И, как я понимаю, на первых порах в качестве кандидата № 1 А.Э. Конторовича Андрей Алексеевич не рассматривал... В его ближайшем окружении это было известно. В.С. Вышемирский, а это был солдат, отвоевавший в окопах всю Великую Отечественную, прямой и бескомпромиссный человек, пришел на прием к академику и в достаточно категоричной форме сказал, что пригласить в качестве преемника следует Конторовича. А.А. Трофимук помолчал и после небольшой паузы ответил: «Спасибо! Я буду думать».

А вскоре после этого, неожиданно, случился инфаркт...

О дальнейшем я рассказываю уже на основании собственных впечатлений и наблюдений. После инфаркта Андрей Алексеевич очень долго находился в коме — 42 дня. Мы все ждали исхода борьбы за его жизнь. Врачи Центральной клинической больницы СО АН СССР, его близкие делали все возможное и невозможное. В.А. Коптюг, как рассказывала мне Амина Тауфиковна Трофимук — супруга Андрея Алексеевича, специально несколько раз летал в Москву на один день, только чтобы срочно доставить необходимые лекарства. Организм А.А. Трофимука, этого удивительно сильного и мужест-



венного человека, и врачи победили! Андрей Алексеевич пришел в себя и вернулся к работе. Был конец июня 1988 г.

Я в это время находился в командировке в Москве. Мне позвонила В.И. Чепурова — помощница А.А. Трофимука — и сообщила, что Андрей Алексеевич приглашает меня в больницу. Я сразу же вылетел в Новосибирск и через два дня утром вместе с Аминой Тауфиковной был у него. А.А. Трофимук лежал еще в реанимационной палате. Он сказал мне, что состояние здоровья вынуждает его отойти от активной работы и он хочет, чтобы я возглавил работы по нефти в Институте геологии и геофизики. Он помнил, что когда-то, много лет назад — в 1964 г. я не принял его предложение. «На этот раз, — сказал Андрей Алексеевич, — ты (он произнес «ты», хотя всегда и до, и после был со мной на Вы) не можешь отказать от перехода в СО АН. Этого требует дело». Я дал принципиальное согласие. «Мы с Н.Л. Добрецовым, который возглавит институт, пригласим Вас для окончательной беседы». В тот же день я поставил в известность об этом приглашении академика В.С. Суркова, директора СНИИГГиМСа, где я работал заместителем директора, а еще через день — министра геологии СССР Е.А. Козловского и его первого заместителя, своего старого друга Ф.К. Салманова. Все трое дали согласие на мой переход, если приглашение будет подтверждено.

В начале 1989 г. А.А. Трофимук и Н.Л. Добрецов пригласили меня для беседы, и вопрос был решен окончательно. После тридцатилетнего периода работы в СНИИГГиМСе, куда я пришел инженером-спектроскопистом, где приобрел свою вторую, точнее, главную специальность — геолога-нефтяника, где я подготовил и защитил кандидатскую и докторскую диссертации, прошел все ступеньки роста ученого, стал заместителем директора по науке, состоялся мой переход на новую работу — в Институт геологии и геофизики СО АН СССР заместителем директора института. Случилось это 25 мая 1989 г.

Н.Л. Добрецов поручил мне возглавить отделение института, которое я назвал отделением осадочной и нефтегазовой геологии. Ранее этим отделением руководили А.Л. Яншин, К.В. Боголепов, В.А. Соловьёв.

Н.Л. Добрецов предоставил мне полную самостоятельность. Никаких советов он мне не давал, считая, вероятно, что я должен во всем разобраться сам. Он лишь в самом общем виде и, скорее, полуофициально изложил мне свои взгляды на происхождение нефти и газа. В них он, не исключая возможности биогенного синтеза нефти, придавал большое значение абиогенному синтезу углеводородов в земной коре. Человек по жизни категоричный и резкий, он изложил мне эти соображения мягко, свою точку зрения не навязывал и лишь выразил надежду, что мы найдем консенсус в этом вопросе.

Я приступил к работе. Знакомясь с лабораториями, я понял, что в этот период коллективы геологов — стратиграфы, палеонтологи, седиментологи, геологи-нефтяники работали по отдельным, слабо согласованным между собой программам. Беспokoило меня и то, что между представителями отдельных направлений не было дружбы...

Встретили меня настороженно... Это было естественно. В институт пришел новый, чужой человек, не имевший опыта работы в академическом институте. Отраслевой институт советского времени и институт Академии наук по стилю и ритму работы сильно различались. С первых дней меня активно и по-доброму поддержали В.С. Вышемирский, Ю.П. Казанский, А.К. Башарин, В.С. Волкова, Е.А. Ёлкин, В.А. Захаров, А.В. Каныгин и многие другие. Очень помогла мне в этот первый период поддержка и помощь академика Н.Н. Пузырёва. Тепло принял меня чл.-кор. АН СССР Г.В. Поляков. Ко мне

часто заходили товарищи по студенческой юности — В.В. Ревердатто и В.Н. Шарапов, знакомили с институтом, объясняли специфику работы академических коллективов. Приезжая в Новосибирск, заходил и подолгу со мной беседовал академик Ю.А. Косыгин.

В институтах Академии наук финансовая жизнь шла по иным законам, чем в отраслевых. В тонкости финансовой работы меня вводили Н.К. Бахарев, Л.И. Марсеева, А.В. Сухорукова, с организационной стороны помогли познакомиться С.Ю. Беляев, Г.Н. Аношин, В.Н. Ефремов, Ф.В. Сухоруков.

Время было трудное. Вследствие деструктивной деятельности М.С. Горбачёва, борьбы за власть между ним и Б.Н. Ельциным, центральная власть Советского Союза рассыпалась на глазах. Деструктивная работа шла и в Академии наук. Кто-то пытался в борьбе за «суверенитет» создать Российскую академию наук и противопоставить ее Академии наук СССР. В Сибирском отделении АН СССР, которым уверенно, твердо и в то же время деликатно руководил В.А. Коптюг, эти разрушительные тенденции поддержки не находили, но на общие настроения и состояние дел они, конечно, влияли.

В такой обстановке нужно было определить:

- **главные направления исследований в области осадочной и нефтегазовой геологии**, которые будет решать Институт геологии и геофизики в новых условиях;

- **будущее место коллектива** геологов-осадочников, геологов-нефтяников ИГиГ СО АН СССР в науке страны;

- **потенциальных заказчиков и потребителей** нашей как фундаментальной, так и прикладной научной продукции.

Изначально было ясно, что в первую очередь необходимо сохранить и усилить все лучшее, что было создано в институте за его блестящую тридцатилетнюю историю. В полной мере, я думаю, это удалось сделать только в области стратиграфии и палеонтологии и отчасти — литологии. Лидеры стратиграфии и палеонтологии в институте — С.А. Архипов, В.С. Волкова, В.Н. Дубатов, В.А. Захаров, Е.А. Ёлкин, А.В. Каньгин, Н.В. Сенников, Ю.И. Тесаков, Б.Н. Шурыгин — последовательно развивали направления работ научных школ Б.С. Соколова и В.Н. Сакса. Продолжила литологические исследования и лаборатория, которую возглавлял Ю.П. Казанский. Лаборатория осадочных формаций многие годы занималась разработкой проблемы эволюции осадочных формаций в истории Земли. Однако с переездом в Москву идеолога этих исследований А.Л. Яншина и его талантливого ученика М.А. Жаркова нового лидера, который продолжил бы работы в этом направлении, не нашлось, и они сами собой свернулись. Лаборатория геотектоники, созданная Ю.А. Косыгиным, которую после его отъезда последовательно возглавляли К.В. Боголепов, Ч.Б. Борукаев, В.А. Соловьёв, как показало время, также в значительной мере исчерпала свою сформулированную в начале 60-х годов прошлого века тематику. Это же можно было сказать и о направлениях работ лаборатории геоморфологии и неотектоники.

Для меня особенно важно было определиться с **направлениями исследований в области геологии нефти и газа**. Андрей Алексеевич после болезни был еще очень слаб и значительную помощь оказать мне на первых порах не мог. Проблемы развития нефтегазовой геологии в институте я обсуждал с В.С. Вышемирским, Н.П. Запиваловым, Ю.П. Казанским, Ю.Н. Карогодиным, В.А. Каштановым, Н.П. Кирдой, Г.С. Фрадкиным. Полное совпадение взглядов на будущее я нашел только с В.С. Вышемирским, Ю.П. Казанским, В.А. Каштановым и Г.С. Фрадкиным. Не могу не отметить, что в это время —



время выбора будущей траектории научной работы — много и эффективно помогали дальнейшему становлению нефтегазовой геологии и геофизики в институте Ю.Н. Карогодин и Н.П. Кирда.

Я понимал, что в полной мере сохранить трофимуковский стиль работы в области геологии нефти и газа нам не удастся. А.А. Трофимук был признанным научным лидером советских геологов-нефтяников. В науке о геологии нефти и газа он создал свой стиль работы, который вряд ли удастся повторить. Он организовал мощный, работавший четко и согласованно неформальный коллектив геологов-нефтяников, в который входили специалисты ИГиГ СО АН СССР, ИГ ЯНЦ СО АН СССР и трех отраслевых институтов — СНИИГГиМСа, ЗапСибНИГНИ, ВостСибНИИГГиМСа. Лидерами этого неформального коллектива наряду с Андреем Алексеевичем были академик Н.В. Черский, чл.-кор. АН СССР Э.Э. Фотиади, чл.-кор. АН СССР И.И. Нестеров, чл.-кор. АН СССР (с 1987 г. академик) В.С. Сурков, доктора геол.-мин. наук В.С. Вышемирский, Ф.Г. Гурари, Д.И. Дробот, О.Г. Жеро, Ю.Н. Карогодин, В.А. Каштанов, А.Э. Конторович (с 1991 г. академик), М.М. Мандельбаум, Н.В. Мельников, В.В. Самсонов, В.С. Старосельцев, Г.С. Фрадкин, В.И. Шпильман и многие другие. А.А. Трофимук одновременно тесно сотрудничал с руководителями геологических производств в Сибири — Ю.Г. Эрвье, Ф.К. Салмановым, В.Е. Бакиным, В.И. Биджаковым, Н.П. Запиваловым, А.М. Зотеевым, И.А. Ивановым, Ю.К. Мироновым, В.Д. Накаряковым, Б.Л. Рыбьяковым, Л.Ф. Тыщенко, Б.А. Фуксом, Г.П. Худорожковым и др. Все эти выдающиеся геологи были и моими друзьями и соратниками по общему



Ведущие ученые-нефтяники страны на юбилее у аксакала. 1991 г. Стоят (слева направо): Г.С. Фрадкин, Б.А. Соколов, В.Д. Накаряков, Н.П. Кирда, В.В. Самсонов, В.С. Вышемирский, Н.А. Крылов, М.М. Мандельбаум, Н.А. Логачёв, В.А. Каштанов, Ф.Г. Гурари, Н.М. Кругликов, А.Л. Яншин, В.С. Сурков, Д.В. Наливкин, Н.П. Запивалов; сидят: М.К. Калинко, А.Э. Конторович, А.А. Трофимук, Ю.А. Косыгин

делу. Однако к началу 90-х годов, в изменившейся обстановке они либо отошли от дел по возрасту, либо были отдалены от них реалиями новой жизни.

В новых условиях, в обстановке создававшегося «дикого» рынка, в условиях, когда сотрудничество сменила конкуренция, появились «коммерческие» тайны и прочие чудеса уродливого российского капитализма, сохранить такой неформальный коллектив было очень трудно.

Не могу сказать, что я не пытался это сделать. Были даже отдельные успехи, некоторые из которых можно считать значительными. К их числу надо отнести программу «Поиск», а также программу «Стратиграфия нефтегазовых бассейнов Сибири» и работу по количественной оценке перспектив нефтегазовости Западно-Сибирской провинции. На первых порах ИГиГ СО АН СССР активно вовлекали в работу по нефти и газу. Много помогали заместитель Председателя Совета Министров СССР, Председатель ГКНТ СССР Н.П. Лавёров, министр геологии СССР Г.А. Габриэлянц, первый заместитель министра геологии СССР Ф.К. Салманов, министры Российской Федерации Д.Л. Фёдоров, В.П. Орлов, Ю.К. Шафраник, В.И. Калюжный, И.Х. Юсуфов, заместители министров Российской Федерации В.А. Двореченский, В.П. Щербаков, В.З. Гарипов, руководители управлений и департаментов министерств СССР и России А.Н. Золотов, О.А. Ремеев, Л.К. Теплов, В.С. Ульянов, М.Б. Келлер, А.М. Хитров и директора институтов бывшего Мингео СССР В.С. Сурков и К.А. Клецев, но вскоре большинство из этих специалистов по не зависящим от них обстоятельствам отошли от дел... Последними, кто активно пытался привлечь геологические институты СО РАН к решению задач министерства в области геологии нефти и газа, были В.Г. Артюхов, А.И. Варламов, С.И. Фёдоров, Н.В. Милетенко...

Откровенная конкуренция, сменившая бывшее взаимодействие, а также смена лидеров прервали начатые совместные работы. Правду не скроешь. Моими же товарищами по прежней работе в Министерстве геологии СССР и некоторыми в прошлом учениками институт, а вместе с ним и я были постепенно и планомерно оттеснены от решения многих прикладных научных задач, которыми ИГиГ СО АН СССР – ИГНГ СО РАН занимались много и, я уверен, небезуспешно. Полностью этот процесс завершился в 2002–2003 гг.



Дискуссия коллег — выпускников Саратовского госуниверситета. Доктора геол.-мин. наук Ю.Н. Карогодин (слева) и Г.С. Фрадкин



Замечу, что в начале второго десятилетия XXI века конкуренция на рынке наукоемкой сервисной продукции только обострилась. При этом, как всегда бывает в конкурентной борьбе, борьба за рынок ведется не только, а в России не столько путем повышения качества предлагаемой продукции, но и нерыночными рэкетоподобными, протекционистскими и коррупционными (знаменитый российский «откат» и пр.) методами.

В этих новых условиях научный коллектив, который ставит перед собой задачу вести фундаментальные и прикладные исследования по всей линейке задач геологии нефти и газа, должен уметь решать их не только в форме сотрудничества, но и самостоятельно, и обязательно на самом высоком уровне.

Из этого следовал другой вывод. Для решения задач, которые стояли перед коллективом геологов-нефтяников института, необходимы были кадры и оснащенные новейшим современным оборудованием лаборатории.

Приглашая меня на работу в ИГиГ СО АН СССР, Н.Л. Добрецов сразу сказал: «Вы можете пригласить с собой некоторых своих учеников». С согласия В.С. Суркова — директора СНИИГГиМСа, я это сделал. При этом мне хотелось взять в свою новую команду людей талантливых, но так, чтобы не ослабить серьезно СНИИГГиМС. Тридцать лет работы в этом коллективе ко многому обязывали... Я предложил перейти вместе со мной блестяще знавшему Сибирскую платформу геологу А.В. Хоменко и моим ученикам-геохимикам В.Е. Андрусевичу, Л.С. Борисовой, В.П. Даниловой, специалистам в области количественной оценки перспектив нефтегазоносности Л.М. Бурштейну и В.Р. Лившицу. Позднее, когда возникла необходимость организовать крупномасштабные работы по юре Западной Сибири, я пригласил также Г.Г. Шемина и В.А. Топешко. Кроме вскоре эмигрировавшего в США В.Е. Андрусевича, все они очень быстро вошли в ядро ведущих ученых отделения, а затем института.

Меня часто спрашивают, зачем я, зная сложный характер Г.Г. Шемина, пригласил его в институт. Мои друзья в СНИИГГиМСе и в институте говорили, что я делаю ошибку. Тем не менее я не жалею об этом и убежден и сейчас, что сделал правильно. Я хорошо знал Г.Г. Шемина. Он классный геолог, человек большого таланта и гигантского, уточню — супергигантского, трудолюбия. Он принес, приносит и, я уверен, будет приносить большую пользу институту. А что касается характера и наших частых в последние два-три года личных разногласий, то я убежден, вклад, который он сделал в работу всего коллектива, важнее этого...

Конечно, привлечение дополнительно нескольких специалистов не могло решить проблему. Нужно было привлекать молодежь. Условия для этого мы начали создавать вместе с А.А. Трофимуком. А.А. Трофимук и В.С. Вышемирский еще в начале 80-х годов решили организовать подготовку геологов-нефтяников на геолого-геофизическом факультете НГУ. Большую помощь в этом оказал декан ГГФ чл.-кор. АН СССР Э.Э. Фотиади. Вот на эту молодежь В.С. Вышемирский и я и сделали ставку.

Ну и последнее формально и, вероятно, не самое главное. Было желательно, чтобы реализуемые в институте направления исследований или, по крайней мере, некоторые из них отражали и мои личные научные интересы и пристрастия, мой личный опыт.

О будущем месте ИГиГ СО АН СССР в науке страны, о потенциальных заказчиках и потребителях нашей как фундаментальной, так и прикладной научной продукции я думал следующее. *Институт должен сохранить свои*

позиции лидера в области стратиграфии и палеонтологии, в области науки о геологии нефти и газа. Он должен работать во имя интересов государства.

После обсуждения с ведущими специалистами в коллективе и консультаций с А.А. Трофимуком и Н.Л. Добрецовым были выбраны следующие главные направления для работы отделения осадочной и нефтегазовой геологии в области геологии нефти и газа:

1. Теория нефтидогенеза (образования нефти и газа).
 2. Проблема нефтегазоносности докембрия.
 3. Проблемы геологии, нефтегазоносности и перспективы развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса:
 - проблема нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири;
 - проблема нефтегазоносности континентальных отложений юры Западной Сибири;
 - проблема нефтегазоносности клиноформного комплекса неокома Западной Сибири.
 4. Проблема геологии, нефтегазоносности и перспектив формирования нефтяной и газовой промышленности на Сибирской платформе:
 - проблема нефтегазоносности рифея и венда Сибирской платформы;
 - проблема нефтегазоносности отложений, насыщенных интрузиями траппов на Сибирской платформе.
 5. Литология и палеогеография осадочных формаций Сибири.
 6. Органическая геохимия нефтей и нефтепроизводящих осадочных комплексов Сибири.
 7. Теория и методы количественной оценки перспектив нефтегазоносности.
- Несколько позже, в конце 90-х годов прошлого века, жизнь поставила перед коллективом отделения, а затем института еще две проблемы:
8. Перспективы развития нефтяной и газовой промышленности России. Энергетическая стратегия России.
 9. Сейсмогеологическое моделирование осадочных бассейнов.



И в праздники голова болит о делах.
Академики Н.Л. Добрецов и А.Э. Конторович



Генеральной линией в той работе, которая была начата, я считал комплексность, системность исследований. Геология нефти и газа по сути своей наука, интегрирующая все направления осадочной геологии. В этой связи я считал, что в области стратиграфии и литологии значение исследований осадочных бассейнов Сибири должно быть усилено. Выполняя геологическое изучение любого крупного геологического объекта и оценку перспектив его нефтегазоносности, институт должен объединять усилия лабораторий разного профиля — геологов, стратиграфов, палеонтологов, литологов, геохимиков, геофизиков. Эта идея не была новой. Собственно ее и реализовывал А.А. Трофимук при создании Института геологии и геофизики — академии геологических наук. Однако в ходе реальной работы траектории направлений исследований отдельных лабораторий разошлись. Предстояло вновь объединить их при решении крупных проблем геологии осадочных бассейнов Сибири. Такой подход полностью поддержали Н.Л. Добрецов, а также мои товарищи по институту — В.С. Вышемирский, Ю.П. Казанский, Е.А. Ёлкин, В.А. Захаров, А.В. Каныгин и др. Буду откровенен, Н.Л. Добрецов временами проявлял беспокойство, не потеряем ли мы в условиях нацеленности всего коллектива на нефть и газ фундаментальных аспектов исследований. Думаю теперь, два десятилетия спустя, ясно — не потеряли...

О главных результатах работ над поставленными проблемами и их ведущих исполнителей будет рассказано дальше.

ТЕОРИЯ НАФТИДОГЕНЕЗА (ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТИ И ГАЗА)

В ИГиГ СО АН СССР — ИГНГ СО РАН в последнем десятилетии XX века был выполнен обширный и разнообразный цикл исследований по теории нафтидогенеза. Прежде всего, в ряде работ А.Э. Конторовича (1991, 2004) были обобщены все важнейшие результаты, полученные в области разработки теории органического (осадочно-миграционного, по Н.Б. Вассоевичу) образования нефти в земной коре.

В осадочно-миграционной теории нафтидогенеза главное внимание традиционно обращалось на выявление конкретных источников углеводородообразования в осадочных породах, на изучение биохимических предшественников углеводородов на молекулярном и атомном уровнях, на механизмы их трансформации в ходе седиментогенеза, диагенеза и катагенеза, на конкретные механизмы первичной и вторичной миграции, аккумуляции и разрушения скоплений углеводородов.

При углубленной и тщательной проработке этой стороны теории нафтидогенеза выяснилось, что общие черты процессов нафтидогенеза как глобального явления, возможность подхода к ним в осадочной оболочке Земли исходя из представлений о стратисфере как единой целостной системе в российской и мировой литературе ранее системно не рассматривались.

В работах ИГиГ СО АН СССР — ИГНГ СО РАН 90-х годов прошлого века и первых лет нового тысячелетия были впервые выполнены исследования в этом новом направлении. Работы В.С. Вышемирского и А.Э. Конторовича (1997, 1998) положили начало принципиально новому направлению в теории нафтидогенеза — разработке концепции эволюции нафтидогенеза в истории Земли. Ранее возможности такого подхода к теории нафтидогенеза в виде отдельных догадок и замечаний были намечены в некоторых работах В.И. Вернадского и В.А. Успенского. Циклический характер нефтенакпления в истории Земли, чередование эпох интенсивного и относительно вялого нефтеобразования отмечались многими исследователями (Т.А. Ботнева, Н.А. Ерёмченко,



Академик А.А. Трофимук с учениками
С.А. Афанасьевым (слева) и М.А. Левчуком в лаборатории

С.П. Максимов, Р.Г. Панкина и др.). В.С. Вышемирский и А.Э. Конторович сформулировали гипотезу, согласно которой глобальные закономерности нефтеобразования и нефтенакпления являются, в конечном счете, продуктом развития осадочной оболочки Земли. Это позволило им связать смену эпох интенсивного нефтеобразования и эпох, когда скорость и абсолютные масштабы нефтеобразования были невысокими, с геодинамической эволюцией Земли, с основными этапами формирования и распада суперконтинентов и раскрытия океанов (циклы Уилсона).

Исследованиями А.Э. Конторовича, А.А. Трофимука, Л.М. Бурштейна, В.И. Демина, В.Р. Лившица на основе результатов, полученных в ходе совместных исследований в ИГиГ СО АН СССР и СНИИГГиМСе в 70–80-х годах, были сформулированы следующие универсальные (глобальные) законы распределения углеводородов в осадочной оболочке Земли (Конторович и др., 1988; Конторович, 1991).

Нефть и газ накапливаются в осадочной оболочке Земли в отдельных депрессионных зонах, заполненных осадочными породами, — седиментационных бассейнах (СБ). Эта закономерность в середине XX века была сформулирована И.О. Бродом и получила дальнейшее развитие в работах А.А. Бакирова, Л.М. Бурштейна, Н.Б. Вассоевича, Н.А. Ерёмко, В.Е. Хаина, А.Э. Конторовича, М.С. Моделевского, А.А. Трофимука и многих других исследователей. При этом масса углеводородов (УВ) в залежах в пределах бассейна (Q), т. е. его начальные геологические ресурсы (НГР), стохастически определяется его размерами и геометрией — объемом осадочного выполнения V и его распределением по интервалам глубин. В простейшем случае такая зависимость имеет вид: $\ln Q = 1,19 \ln V - 6,47$, где V является экстенсивным параметром нефтидогенеза.

Распределение седиментационных бассейнов в осадочной оболочке Земли (в генеральной совокупности) по объему осадочного выполнения и, как следствие, по НГР углеводородов и месторождений (залежей) в СБ по массе УВ описывается амодальной, монотонно убывающей степенной функцией — усеченным распределением Парето. При этом размеры самого круп-



ного месторождения в СБ в значительной степени предопределяются его НГР, т. е. геометрией бассейна и массой его осадочного выполнения. Значит, размер и геометрия седиментационного бассейна определяют не только массу углеводородов в нем, но и, если в качестве единицы массы взять запасы самого крупного месторождения, его внутреннюю метрику.

Авторы считали, что универсальность законов распределения ресурсов нефти и газа в осадочной оболочке Земли проявляется: в наличии единой стохастической зависимости НГР углеводородов в СБ от объема (массы) его осадочного выполнения (1); в распределении СБ и месторождений в соответствующих генеральных совокупностях по закону Парето (2); в тенденции, стремлении параметра λ этого распределения к значению 2 независимо от индивидуальности бассейна (3). Величину $\lambda = 2$ они рассматривали как некоторую универсальную константу нефтидогенеза, характеризующую его предельное состояние. Это — интенсивный параметр НГБ как системы.

Из вышесказанного был сделан следующий вывод: если верны соображения об универсальности законов локализации ресурсов углеводородов в стратисфере, то они, естественно, должны находить свое объяснение в общей теории нефтидогенеза.

В своих работах специалисты ИГиГ СО АН СССР (ИГНГ СО РАН) предприняли попытку построить элементы общей теории нефтидогенеза. При этом главный акцент был сделан на рассмотрении множества нефтегазоносных бассейнов (макроуровень) и отдельных нефтегазоносных бассейнов и их частей (генерационно-аккумуляционных нефтегазовых систем). Показано, что седиментационный бассейн на определенной стадии своего развития превращается в нефтегазоносный осадочный бассейн. Состояние осадочного бассейна и распределение в нем дисперсно-рассеянных битумоидов и скоплений нефтидов по массе может быть охарактеризовано значением энтропии. Энтропия осадочного бассейна на стадии формирования скоплений углеводородов уменьшается, что может иметь место только в открытых системах, какими являются осадочные бассейны. Для множества осадочных бассейнов были рассчитаны энтропия Колмогорова и энтропия Больцмана и подтверждено уменьшение энтропии.

Развивая подход, предложенный в 80-х годах прошлого века А.Э. Контровичем, Л.М. Бурштейн (1989) построил обобщенную математическую модель, которая описывает динамику формирования и разрушения скоплений нефти и газа в седиментационных бассейнах. Модель позволила выполнить анализ взаимосвязи основных факторов, влияющих на величину начальных геологических ресурсов углеводородов в осадочных бассейнах. Она представляет теоретическую ценность, так как дает возможность проиллюстрировать взаимодействие важнейших параметров, влияющих на величину НГР УВ, и выяснить, почему это влияние трудно учесть в рамках эмпирических линейных моделей, используемых обычно для прогноза. Также эта модель представляет определенную ценность и с методических позиций, так как позволяет установить общность целого ряда объемно-статистических моделей, выявить границы влияния тех или иных прогностических параметров и наметить пути совершенствования метода, выходящие за пределы применения линейных регрессионных уравнений. При некоторых дополнительных ограничениях из модели вытекает ряд прогностических подходов, используемых в объемно-статистическом методе оценки ресурсов.

Известно, что в настоящее время большинство научных школ в области количественной оценки перспектив нефтегазоносности используют вероят-

ностные оценки. Этот же подход много лет используется в ИНГГ СО РАН. Однако природа неопределенности при прогнозе ресурсов углеводородов крупных нефтегазоносных систем обычно не обсуждается.

Исследования ИНГГ СО РАН показали, что существует ряд причин такой неопределенности — неполная адекватность модели, вытекающая в частности из ее нелокализованного характера, неточность в определении параметров модели и характеристик конкретных нефтегазоносных систем. Существующие модели, как правило, слабо учитывают возможную нелинейность процессов нефтидогенеза, нефтегазоносные системы могут содержать достаточно значимую нелинейную компоненту. На то, что нефтегазоносные бассейны являются нелинейными самоорганизующимися системами, впервые, видимо, было указано в работах ИГиГ СО АН СССР начала 90-х годов (А.Э. Конторович, В.Р. Лившиц, 2000, 2002). Нелинейность, особенно в сочетании со стохастическими вариациями характеристик системы, может приводить к ее достаточно сложному поведению. Л.М. Бурштейн проиллюстрировал это на примере упрощенной модели формирования скоплений углеводородов в автономной нефтегазоносной системе. Под «автономной системой» в соответствии с теорией дифференциальных уравнений он понимал систему, в которой отсутствует явная зависимость коэффициентов от времени.

Помимо математического моделирования процессов нефтидогенеза в ИГиГ СО АН СССР — ИГНГ — ИНГГ СО РАН был выполнен совместно с ИГМ СО РАН цикл работ по физико-химическому моделированию этих процессов. А.Э. Конторовичем, В.Н. Меленевским, Г.Ю. Шведенковым были проведены лабораторные эксперименты по моделированию катагенетических преобразований органического вещества в условиях высоких температур и давлений (Меленевский и др., 1998). Автоклавные эксперименты (порода + вода) выполнялись на образцах баженовской свиты. Для изотермических условий прогрева длительностью трое суток в интервале 300–370 °С было показано, что при температурах 300–330 °С происходит генерация УВ, которая в условиях закрытой системы автоклава переходит в разложение новообразований. В экспериментах при температуре выше 360 °С происходит полное исчерпание остаточного потенциала керогена.

Изучение относительной термостабильности керогена, витринита и асфальтенов при 330, 350 и 370 °С позволило установить, что в условиях гидротермального опыта витринит в течение трех суток преобразуется до градации АК₃¹ (коксовой), а остаточный нефтегазогенерационный потенциал керогена снижается до уровня конца градации АК₂ (жирной стадии).

ПРОБЛЕМА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОКЕМБРИЯ

Проблема нефтегазоносности докембрия как глобальная была впервые сформулирована советскими учеными, причем на материалах Сибирской платформы (Усов, 1936; Грамберг, 1958; Трофимук, 1960, 1964). Наиболее четко ее сформулировал А.А. Трофимук: «На Сибирской платформе представляется возможным впервые на Земле обнаружить древнейшие залежи нефти в допалеозойских осадочных толщах» (Вестник АН СССР. 1964. № 6. С. 42).

Как крупная геологическая проблема изучение докембрия было в центре внимания специалистов ИГиГ с момента его основания. Заметный вклад в познание геологии докембрия внесли научные школы академиков Ю.А. Косыгина, Б.С. Соколова, А.А. Трофимука, д.г.-м.н. Ю.П. Казанского.



А.Э. Конторович обсуждает текущие проблемы с корейскими коллегами

В работах ученых ИГиГ СО АН СССР – ИГНГ СО РАН была детально обоснована стратиграфия верхнего протерозоя Сибирской платформы (Б.С. Соколов, В.В. Хоментовский, В.Ю. Шенфильд и др.). Научная школа академика Ю.А. Косыгина (А.К. Башарин, Н.А. Берзин, Ч.Б. Борукаев, В.А. Соловьёв, Л.М. Парфёнов и др.) выполнила блестящий цикл исследований по тектонике докембрия континентов Земли. А.А. Трофимук и его соратники по работам на Сибирской платформе (В.Е. Бакин, Д.И. Дробот, В.Г. Васильев, А.Н. Золотов, А.Э. Конторович, В.Д. Накаряков, И.Г. Левченко, М.М. Мандельбаум, К.Б. Мокшанцев, Ю.А. Притула, Б.Л. Рыбьяков, В.В. Самсонов, В.С. Сурков, Г.С. Фрадкин, Э.Э. Фотиади, Н.В. Черский и др.) детально рассмотрели проблему нефтегазоносности докембрия. В 1994 г. группа ученых ИГиГ СО АН СССР, СНИИГГиМСа, ВНИГРИ и ряда сибирских геолого-разведочных организаций была удостоена Государственной премии Российской Федерации за научное обоснование и открытие нефтегазоносности докембрия Сибирской платформы.

В конце 90-х годов исследования научной школы А.А. Трофимука и А.Э. Конторовича сосредоточились на глобальных аспектах этой проблемы. К тому времени нефтеносность верхнего протерозоя уже была доказана.

В работах ученых ИГ и ИГНГ ОИГГМ СО РАН (А.К. Башарин, С.Ю. Беляев, Г.С. Фрадкин и др.) в этот период была рассмотрена история поисков нефти и газа в отложениях докембрия и показано, что наиболее значительные результаты получены в России (Лено-Тунгусская провинция), Китае (Сычуанский бассейн) и Омане, в которых открыто большое число месторождений промышленной значимости. Нефтепроявления в отложениях докембрия были известны также на Восточно-Европейской платформе, в ряде бассейнов Китая, в Австралии, Северной и Южной Америке. Важно отметить, что открытие докембрийской нефти на Сибирской платформе, особенно ряда гигантских и крупных месторождений в Лено-Тунгусской провинции, стимулировало поиски нефти и газа в докембрии во всем мире.

Для выявления источников нефти и газа в верхнем протерозое необходимо было рассмотреть эволюцию биосферы и химии живого вещества с мо-

мента появления жизни на Земле и до начала фанерозоя. Главное внимание при этом уделялось процессам формирования и эволюции липидного комплекса живого вещества в докембрии (А.Э. Конторович, В.А. Каширцев, В.П. Данилова, Н.С. Ким, И.Д. Тимошина и др.).

В исследованиях этого направления намечены общие черты и некоторые существенные особенности липидов и липоидов живого вещества в докембрии по сравнению с фанерозоем, отмечено, что проявилось в составе нефтей. В работах А.Э. Конторовича, А.А. Трофимука и др. (Конторович и др., 1996) показано, что с точки зрения появления жизни на Земле и эволюции осадочной оболочки и биосферы, процессы нефтидогенеза могли начаться около 3,5–3,8 млрд лет тому назад. Установлено, что ряд особенностей структур архея и протерозоя сказывался на разнообразии осадочных бассейнов и эволюции нефтидогенеза.

Исследователями научной школы ИГиГ СО АН СССР – ИГНГ СО РАН в области геологии и нефтегазоносности докембрия систематически описаны крупнейшие нефтегазоносные протерозойские бассейны на всех континентах. Особое внимание уделено характеристике нефтегазопроизводящих пород и их геохимическим особенностям, описанию резервуаров нефти и газа, критериям сохранности залежей нефти и газа, геохимии нефтей и газов.

А.Э. Конторовичем, В.П. Даниловой, А.И. Ларичевым и др. (Геохимия..., 1996) были изучены нефтепроизводящие формации и нефти верхнего протерозоя бассейна Мак-Артур в Австралии. Детальные исследования докембрийских осадочных пород и нефтей Сибирской платформы и ее обрамления выполнили А.Э. Конторович, В.А. Каширцев, В.Н. Меленевский, И.Д. Тимошина, Е.М. Хабаров (Конторович и др., 1998, 2000). В.А. Каширцев (Конторович и др., 1995, 1996) впервые выявил биогопаны в древнейших нефтепроизводящих породах позднего протерозоя.

Были построены карта размещения основных нефтегазоносных докембрийских бассейнов и схема, показывающая возрастное положение нефтегазоматеринских пород, резервуаров и нефте-, газопроявлений в описанных бассейнах. Бассейны разделены на три категории: с доказанной нефтегазоносностью, с установленными нефте- и газопроявлениями и с вероятной нефтегазоносностью. Показано, что признаки нефтеносности, дающие основание для поисков нефти и газа в протерозойских бассейнах, фиксируются с отложений, имеющих возраст по крайней мере 1,7 млрд лет.

В начале этого периода (1988–1990 гг.) в работах ученых ИГиГ СО АН СССР (Трофимук, 1989; Конторович, 1996), СНИИГГиМСа (Нефтегазоносные бассейны..., 1994) и красноярских геологов (Конторович А.А., Кузнецов, Накаряков, Сибгатуллин и др., 1988) была обоснована древнейшая на планете гигантская Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления и намечена программа геолого-разведочных работ по ее изучению. А.А. Трофимук посвятил этой зоне специальную брошюру (1992), в которой обосновал большое значение Юрубчено-Тахомской зоны и необходимость скорейшего ввода ее в эксплуатацию. В подготовке материалов для указанной работы большую помощь ему оказал Э.Г. Виск.

Проблемы геологии, нефтегазоносности и перспективы развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса, а также проблемы геологии, нефтегазоносности и перспективы формирования нефтяной и газовой промышленности на Сибирской платформе рассмотрены в разделе, составленном из фрагментов работ, написанных А.А. Трофимуком.

**ЛИТОЛОГИЯ И ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ БАССЕЙНОВ СИБИРИ**

Литологическая школа в ИГиГ СО АН СССР зарождалась под влиянием В.П. Казаринова, формировалась в основном Ю.П. Казанским и М.А. Жарковым и достигла расцвета во времена руководства «экзогенным» отделением академиком А.Л. Яншиным. В конце 80-х–начале 90-х годов, в связи с уходом по разным причинам лидеров, роль исследований, направленных на эволюцию осадочных процессов, снизилась и потребовались усилия по формированию новых направлений, ориентированных на седиментологический и петрофизический анализ главных нефтегазоносных комплексов Сибири. Коллектив пополнился новыми, в том числе молодыми, специалистами. Потребовалось переоснащение подразделений современной приборной базой для петрографических исследований. О работах лаборатории седиментологии по изучению нефтематеринских и нефтегазовых комплексов Сибири частично рассказано в гл. 3 (статья Ю.Н. Занина, Е.М. Хабарова, Э.А. Еганова). Здесь же остановимся на некоторых других важных результатах исследований в этой области.

Мезозой Западной Сибири. В начале 90-х годов был выполнен обширный цикл исследований литологии юры по керновому материалу сверхглубоких скважин Уренгойского района, в том числе Тюменской сверхглубокой скважины № 6. В дальнейшем аналогичные исследования проводились по северной части Широкого Приобья (южная часть Пур-Тазовского междуречья) (Предтеченская, Вакуленко, Злобина, 1993; Казанский и др., 1995, 1996; Вакуленко и др., 1997; Ян, Вакуленко, 1998; Шемин и др., 2002).

В этот же период (1993–1996 гг.) сотрудники лаборатории литологии принимали участие в изучении геологии и условий формирования гигантской Талинской зоны газонефтенакопления в континентальных отложениях нижней юры (Л.Г. Вакуленко, В.В. Казарбин, Э.П. Солотчина и др.).

Был установлен пролювиально-аллювиальный генезис горизонтов-коллекторов и озерный генезис с ингрессиями моря – горизонтов-флюидоупоров. Показано, что песчаники продуктивного горизонта Ю₁₁ имеют преиму-



Будущее нефтегазовой геологии. Студенты-нефтяники Новосибирского университета на лекции академика А.Э. Конторовича

щественно олигомиктово-кварцевый состав продуктивных пластов шеркалинской свиты. Источником обломочного и глинистого материала служили гранитный массив и развитая на нем кора выветривания. Нередко характерной особенностью цементов песчаников в основании осадочного чехла в Западной Сибири является присутствие в нем диккита. Показана связь диккита в глинистом цементе с корами выветривания по гранитам. Установлено, что аналогичные шельфы осадков формировались на склонах гранитных массивов, расположенных в купольной части Межовского свода и Александровского мегавала. Выявлен ряд условий, необходимых для формирования коллекторов и ловушек типа Талинской зоны (Казанский и др., 1993; Конторович и др., 1995; Ушаков, Казарбин, Вакуленко, 1998).

В 2000–2010 гг. основными объектами работ лаборатории седиментологии являлись среднеюрская угленосная глинисто-терригенная (тюменская свита), келловей-оксфордская морская сероцветная (васюганская свита и ее аналоги) и верхнеоксфордско-нижнеберриасовая черносланцевая (георгиевская и баженовская свиты) формации.

Вместе со специалистами лаборатории геологии нефти и газа мезозоя Западной Сибири была изучена литология и реконструированы обстановки накопления горизонта Ю₂ средне-верхнебатарского возраста. Горизонт регионально нефтеносен в центральной части Западной Сибири. Его формирование происходило на фоне общей трансгрессии, начавшейся не позднее конца среднего–начала позднего бата, которая носила неравномерный характер и осложнялась дифференцированностью палеорельефа и влиянием местных источников сноса. Это отражено на серии палеогеографических карт, построенных на время формирования нижней, средней и верхней частей горизонта Ю₂. Нижняя часть горизонта повсеместно представлена континентальными отложениями, которые вверх по разрезу сменяются дельтовыми или прибрежно-континентальными и севернее — прибрежно-морскими, редко мелководно-морскими. Для каждого из выделенных генетических комплексов характерны определенные закономерности пространственного распространения песчаных тел коллекторов. В результате исследования были выявлены фациальные обстановки, наиболее благоприятные для формирования пород коллекторов высокого качества, и уточнен прогноз нефтегазоносности бата Юганского Приобья (Вакуленко, Миткарев, 2006; Казаненков и др., 2009; Хабаров и др., 2009; Конторович и др., 2010).

Входящий в состав келловей-оксфордской морской глинисто-терригенной формации нефтегазоносный горизонт Ю₁ является основным нефтегазопоисковым объектом в юго-восточной, в меньшей степени центральной частях Западной Сибири. Комплекс минералого-петрографических и седиментологических исследований позволил построить сиквенс-стратиграфическую модель формирования горизонта и выполнить палеогеографические реконструкции для ряда районов Западно-Сибирского осадочного бассейна (Ян и др., 2001; Вакуленко и др., 2003; Ян, 2003; Бурлева, 2006; Хабаров и др., 2009). Важным направлением исследований этого геологического объекта в лаборатории стало также изучение роли седиментационных и постседиментационных факторов при формировании коллекторов.

В конце 90-х годов Л.Г. Вакуленко и П.А. Ян впервые применили ихнофациальный анализ при изучении мезозойских отложений Западной Сибири, установив широкое распространение в юрских разрезах следов жизнедеятельности донных организмов. Проведена идентификация ихнофоссилий, выявлены закономерности их распространения по вертикали и латерали, а



Династия: академик А.Э. Конторович
и чл.-кор. РАН В.А. Конторович

также возможности применения при палеогеографических реконструкциях (Вакуленко, Ян, 2001; Ян, 2003; Вакуленко и др., 2006).

Объектом детальных седиментологических и петрофизических исследований в последние годы были юго-восток Западной Сибири, северные и северо-восточные районы Западной Сибири, включая территории полуострова Ямал и западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Объектом специальных исследований большого коллектива лабораторий института — палеонтологов, геологов, литологов, геохимиков — являлись углеродистая кремнисто-глинистая баженовская формация и ее возрастные аналоги. Баженовская формация играет особую роль в геологии и нефтегазоносности Западно-Сибирской провинции. Во-первых, это главная нефтепроизводящая толща. Во-вторых, для песчаного горизонта Ю₁ и всех песчаных пластов в средней-верхней юре это региональный флюидоупор. В-третьих, это нефтеносная толща с нетрадиционным коллектором.

Для пород баженовской свиты была установлена связь между соотношением кремнистого и глинистого материала в породах и концентрацией в нем органического вещества. Проведены типизация разрезов баженовской и нижележащей георгиевской свит и районирование территории по этим типам разрезов. В баженовской свите установлены включения твердых битумов типа асфальтитов и керитов и прослой сапропелитовых углей.

В породах баженовской и георгиевской свит обнаружены ходы ихнофауны. В карбонатно-марганцевых породах диагностированы строматолиты и онколиты — первые и единственные цианобактериальные постройки, установленные в мезозое Западно-Сибирского бассейна. В георгиевской свите детально изучены глаукониты и фосфориты и показана роль бактериальной деятельности в формировании этих образований. Таким образом, начаты систематические работы, посвященные роли бактерий при образовании специфических концентраций Mg, P, Sr и в целом в осадконакоплении.

Специалистами ИГНГ были развиты представления о различных условиях образования разных типов пород баженовской свиты. Глинисто-кремнистые породы являются продуктами медленной седиментации в условиях

высоковосстановительных обстановок. Вслед за Ф.Г. Гурари, А.В. Гольбертом, А.Э. Конторовичем и др., исследователи считают, что сероводородное заражение или дефицит кислорода не только могли иметь место в осадках и придонных водах, но и образовывали «плавающие» зоны в более высоких слоях водной среды.

Формирование аргиллитов проходило в условиях усиления терригенного осадконакопления за счет смены климата или тектонической активизации и усиления размыва кор выветривания на водосборах. Ю.Н. Занин рассматривает глинистые илы, давшие начало этим аргиллитам, как осадки дистальных турбидитных потоков в условиях слабовосстановительного режима. Точка зрения о связи образования глинистых илов с турбидитными потоками разделяется не всеми исследователями.

Породы так называемых аномальных разрезов, имеющие глинисто-алевритово-песчаный состав, являются продуктом седиментации из потоков, создававшихся подводными дельтами. Для них определен режим, отвечающий переходному от слабовосстановительного до окислительного.

А.Э. Конторович, С.В. Ершов, Е.А. Гайдебурова при участии В.А. Казаненкова, Ю.Н. Карогодина, Ю.П. Казанского, Б.Н. Шурыгина построили атлас палеогеографических карт юры и мела Западной Сибири.

В триасе на территории Западно-Сибирской геосинеклизы процесс сводообразования, связанный с существованием суперплюма, сопровождался континентальным рифтогенезом, породившим вблизи одного из вероятных центров суперплюма грандиозный по протяженности и глубине Колтогорско-Уренгойский рифт (В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Н.Л. Добрецов и др.). В исследованиях С.В. Сараева было показано, что уже в раннем-среднем триасе вдоль Колтогорско-Уренгойского рифта морские воды распространялись с севера в виде узкого бассейна-залива, соизмеримого по размерам с современным Красным морем, и внедрялись в континентальное плато до широты г. Омска. Проникновение морских вод, вероятно, носило периодический характер, на что указывает чередование в разрезе рифта глауконитсодержащих пород с морской фауной, пород с признаками эвапоритовых условий седиментации и кор выветривания по базальтам. Рельеф области питания был пенепленизированным и, вероятно, представлял в раннем триасе вулканическое плато с развитыми глиноземисто-железистыми корами выветривания по базальтам покровного комплекса. Позднее значительная часть покровных базальтов была размыта, что привело к преобладанию на предъюрской поверхности выветривания рифтогенных базальтов нижней части первоначального траппового разреза.

Среди базальтов Колтогорско-Уренгойского рифта по составу нет полной аналогии с базальтами океанического типа осевой части Красного моря, хотя определенные черты сходства в их составе имеются. Это может свидетельствовать только о том, что процессы перерастания континентального рифтинга в Красноморском регионе, по-видимому, зашли значительно дальше, чем в Колтогорско-Уренгойском рифте. Геохимические исследования не дают однозначного ответа на геодинамические обстановки образования этих базальтов.

Верхний протерозой и палеозой Западной Сибири. При изучении венд-палеозойских отложений Западной Сибири были использованы методы детальных седиментологических исследований ядра и естественных разрезов с привлечением петрохимических, геохимических и изотопных методов для установления состава палеоосадков и синхронных им вулканитов, типа вул-



В новом кернохранилище ИНГГ СО РАН

канизма, его возраста (Ag-Ag-метод), геодинамической природы, состава источников сноса, палеоклимата, окислительно-восстановительных обстановок, палеосолености, присутствия эксгаляционного материала, степени постседиментационных преобразований.

На территории Западной Сибири и прилегающих зон Урала, Рудного Алтая, Салаира изучались докембрийские и палеозойские бассейны, в том числе Предъенисейский бассейн (С.В. Сараев, Т.П. Батурина, И.В. Вараксина, А.Е. Кавешников и др.).

На территории Восточной Сибири в 90-х годах проводился седиментологический и бассейновый анализ (в современном их понимании) разнотипных осадочных отложений и бассейнов рифея и венда Енисейского кряжа, нефтегазоносной Байкитской антеклизы, Прибайкалья и Патомского нагорья (Е.М. Хабаров, Ю.К. Советов, В.В. Благовидов, И.В. Вараксина и др.). Особое внимание уделялось изучению карбонатных и нефтематеринских черносланцевых формаций (см. гл. 3).

В пределах Байкитской антеклизы рассматривались рифейские карбонатные комплексы. Седиментологические работы сопровождались детальным изучением постседиментационных изменений карбонатных пород и оценкой их роли в формировании коллекторов. Также выяснялись минералогия, геохимия и генезис глинистого вещества, которое играло заметную роль как в седиментогенезе, так и в постседиментационное время (Сараев, Писарева, 1998).

В результате детального исследования черносланцевых формаций Енисейского кряжа, Патомского нагорья, Прибайкалья и Байкитской антеклизы было установлено, что в добайкальском рифее наиболее интенсивное накопление углеродистых отложений происходило на Енисейском кряже, что определялось в первую очередь продолжительным существованием здесь задугового бассейна с благоприятным сочетанием факторов, влияющих на концентрацию и сохранность органического материала. В байкальскую эпоху, наоборот, активно накапливались углеродсодержащие образования на Патомском нагорье. Наиболее интенсивно их формирование шло в глубоковод-

ных частях задуговых стратифицированных бассейнов, ограниченных карбонатными шельфами с высокой биопродуктивностью и поднятиями вулканического происхождения (Хабаров, 1995). Геохимическое исследование черносланцевых отложений показало, что некоторые из них представляют интерес не только в качестве нефтематеринских формаций, но и как объекты на поиск благородных и редкоземельных металлов (Сараев, Писарев, 1995).

На территории Восточной Сибири в 2000-х годах продолжились детальные комплексные исследования рифейских карбонатных и вендских нефтегазоносных комплексов. В результате изучения керн новых скважин, данных ГИС и сейсмопрофилирования структуры продуктивных рифейских отложений Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (Байкитская антеклизы) реконструированы обстановки седиментации и показана ведущая роль разномасштабных колебаний уровня моря при формировании циклически построенных осадочных комплексов с разнотипными коллекторскими свойствами, выяснена связь первичного состава пород и степени их постседиментационных преобразований. На основе седиментологических и изотопно-геохимических исследований уточнена корреляция рифея Байкитской антеклизы и соседнего Енисейского кряжа с построением серии палеогеографических схем (Вараксина, Хабаров, 2000, 2007; Хабаров и др., 2002).

В это же время проводились детальные седиментологические и петрофизические исследования терригенных и нефтегазоносных комплексов венда Непско-Ботуобинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени. Показано, что фильтрационно-емкостные свойства продуктивных терригенных горизонтов контролировались, прежде всего, минералогическим составом осадочного материала и постседиментационными процессами, обусловившими формирование цементов разного состава (Хабаров и др., 2008).

Э.А. Егановым было выполнено глобальное обобщение закономерностей локализации черносланцевых образований, в частности построена карта распределения черносланцевых образований в девонских бассейнах мира (Еганов, 2002).

ТЕКТОНОФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Тектонофизическое моделирование применительно к нефтегазоносным бассейнам проводилось П.М. Бондаренко. Им выполнены работы по моделированию надвиго-покровных дислокаций, инверсионных и диапировых структур с освещением их роли в локализации углеводородов.

Созданные П.М. Бондаренко ранее региональные модели структур байкальского и рейнского типа, концентрических образований, современных сдвиговых дислокаций, модели активных и пассивных континентальных окраин, складчато-надвиговых дислокаций востока Сибирской платформы оказались применимы к анализу структурной эволюции осадочных бассейнов и формирования в них разнотипных нефтяных залежей.

Физическое моделирование геологических структур и процессов, осуществляемое П.М. Бондаренко, помимо решения теоретических проблем было направлено на выяснение механизма образования флюидоконтролирующих дислокаций в нефтеносных районах Западной Сибири. Установленные физические закономерности распределения и концентрации напряжений (поляризационно-оптический метод) и частоты трещиноватости (тектоно-седиментационный метод) в моделях разноплотностных слоистых толщ, отвечающих типичным разрезам юрско-мелового комплекса чехла Западно-Сибирской плиты, позволили прогнозировать зоны трещинных кол-



лекторов и нетрадиционных структурных и стратиграфических ловушек. Это особенно актуально для доразведки освоенных месторождений, где уже истощены фонды легко выявляемых антиклинальных структур, а также прогноза нефтегазоносности на новых площадях, где в намеченных по данным моделирования зонах вскрываются нефтеносные слои (к примеру, Маслиховская площадь).

Кроме того, моделированием были установлены неизвестные ранее физические закономерности формирования локальных зон трещинно-поровых коллекторов в многослойных толщах чехла платформ при переориентации направления литостатической нагрузки над выступами и впадинами рельефа фундамента, при инверсионных движениях его блоков, в местах стратиграфических и тектонических несогласий, на контактах разноплотностных сред, в моделях глубинных надвиго-покровных структур. Все эти сочетания структур создают локально замкнутые флюидодинамические системы, способствующие миграции и накоплению углеводородов.

Было выполнено тектонофизическое моделирование нефтеконтролирующих структур по данным сейсморазведки: тектоно-седиментационные и поляризационно-оптические модели нефтяных структур в слоистых толщах чехла над подвижными блоками фундамента; прогноз трещинных коллекторов в зонах растяжения, сжатия и сдвига на сейсмических и геологических разрезах по морфологическому подобию и др. Работы обеспечиваются необходимым оборудованием (поляризационно-оптические установки, седиментационные камеры, фоторегистрирующая аппаратура, сканер съема оптической информации и др.) и высококвалифицированными специалистами.

На основе проведенных исследований в соавторстве с М.Ю. Зубковым (СибНИИМП, Тюмень) на протяжении пяти лет по договорам с нефтяниками Западной Сибири выполняются прикладные внедренческие задачи: выделение по данным бурения и сейсморазведки основных структурно-динамических зон района с установлением границ их прослеживаемости в вышележащих горизонтах; сопоставление исходных построений с эталонными рядами моделей динамических зон в сходных по морфокинематическому типу с выделенными в районе. Результаты представляются в виде профильных и площадных структурно-прогнозных схем размещения динамических зон и положения перспективных для вторичного коллекторообразования участков с указанием вида и очередности рекомендуемых работ (детализация сейсморазведки, поисково-разведочное бурение). За прошедший период заказчикам представлено более 20 отчетно-внедренческих работ, направленных на выработку структурно-деформационных поисково-прогнозных критериев нефтегазоносности на различных месторождениях и нефтеносных площадях южной части Западно-Сибирской провинции (Приобское, Салымское, Южно-Камыньское месторождения, Маслиховская, Каменная и др. площади). Соответствующие публикации (Бондаренко, 1989, 1990, 1999; Бондаренко, Зубков, 1997, 2000; и др.) до сих пор используются нефтедобывающими компаниями.

П.М. Бондаренко выполнял обобщение материалов по выяснению глубинной зональности трещинообразования в зависимости от литологического состава пород, их катагенетических преобразований, петрофизических характеристик, деформационных свойств с целью прогноза коллекторов нефти и газа на уровне сверхглубоких горизонтов севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В своей неопубликованной статье, одной из последних, он писал: «В целом применение результатов аналогового физичес-

кого моделирования на эквивалентных материалах к прямому прогнозу размещения залежей углеводородов в изменяющейся динамической обстановке надвиго-шарьяжных движений должно быть усилено, с одной стороны, разработкой методов для соблюдения условий подобия, с другой – комплексированием физического моделирования с математическим и компьютерным моделированием промежуточных стадий физического эксперимента. Только это может составить наиболее высокий уровень прогнозных возможностей физического моделирования нефтегазоносных структур. Проведение предлагаемого комплекса исследований гарантирует максимально исчерпывающий учет структурно-деформационного фактора в создании как флексурно-сводовых, так и неантиклинальных ловушек и трещинных резервуаров».

К сожалению, продолжение исследований по тектоно-физическому моделированию и реализация предложений П.М. Бондаренко остались пока неосуществленными.

ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ

К концу 80-х–началу 90-х годов направленность и методика исследований в области органической геохимии, аппаратное оснащение коренным образом изменились. Появился и получил распространение во всем мире экспрессный метод анализа – пиролиз Rock-Eval. Основы этого метода были заложены в Советском Союзе, во ВНИГРИ (П.Н. Андреев, В.В. Ильинская), но, как нередко случалось в нашей истории, современное аппаратное оформление метод обрел в Западной Европе и США. И, самое главное, огромные возможности для анализа индивидуальных высокомолекулярных углеводородов дали газожидкостная хроматография и особенно хромато-масс-спектрометрия. В Советском Союзе, в организациях, занимавшихся геохимией нефтей, был только один хромато-масс-спектрометр, в ИГиРГИ, в лаборатории выдающегося химика и геохимика А.А. Петрова. Научная школа А.А. Петрова выполнила цикл блестящих работ, посвященных углеводородам нефти, и была в то время одной из ведущих в мире. Но поскольку среди специалистов этой научной школы преобладали химики, то исследовались разрозненные, в известной мере случайные, а не специально подобранные коллекции нефтей. Кроме того, в лаборатории А.А. Петрова практически не были организованы исследования углеводородов нефтепроизводящих толщ и в силу этого не проводилось изучение генетических связей в системе «углеводороды органического вещества нефтепроизводящих пород → нефти». В ИГиГ в конце 80-х и начале 90-х годов была поставлена задача системного, организованного на самом современном аналитическом уровне исследования геохимии рассеянного органического вещества и нефтей.

Это потребовало коренной реконструкции аналитической базы лаборатории органической геохимии. В создании лаборатории, полностью отвечающей современным требованиям (ремонт помещений, вентиляция, монтаж и подключение вытяжных шкафов и др.), значительную помощь оказал главный инженер ОИГГМ СО РАН В.А. Савинов. К формированию аналитической службы нового типа были привлечены В.П. Данилова и В.Н. Меленевский. В 2002–2003 гг. в оснащении лаборатории очень помогла Восточная нефтяная компания. Президентом ее был крупный советский нефтяник Л.И. Филимонов, первым вице-президентом – выпускник Томского политехнического университета В.П. Мангазеев. По их инициативе компания безвозмездно передала в дар институту комплект современного оборудования для исследований в области органической геохимии – газовой-жидкостный



Трудные вопросы нефтехимии.
Академики А.Э. Конторович
и В.Н. Пармон

хроматограф, хромато-масс-спектрометр, пиролизатор и др. Под руководством к.ф.-м.н. В.Н. Меленевского оно было в короткие сроки запущено, и лаборатория начала исследования.

За прошедшие годы институт за счет собственных средств и в некоторых случаях при содействии Приборной комиссии Президиума СО РАН постоянно обновлял и модернизировал лабораторную базу. В настоящее время завершается организация отдельного кабинета по изучению химии нефтей, включая и низкомолекулярные фракции (C_5-C_8).

Значительную сложность представляло формирование коллекции нефтей и образцов керна потенциально нефтепроизводящих пород для исследования. Нам удалось собрать коллекцию нефтей Западной и Восточной Сибири. В нее вошли образцы нефтей, отобранные при первых испытаниях скважин на вновь открытых месторождениях. В формировании коллекции большую помощь оказали руко-

водители и главные геологи геолого-разведочных предприятий – А.М. Брехунцов, А.М. Зотеев, В.А. Кринин, М.М. Мандельбаум, В.М. Тищенко, позднее Ю.А. Филиппцов и др., руководитель Центральной лаборатории бывшего Главного Тюменского геологического управления Н.А. Максимов и заведующая нефтяной лабораторией этой организации М.А. Вовк, геологи Института геологических наук ЯНЦ СО РАН В.А. Каширцев и А.Ф. Сафронов. Пробы керна нефтепроизводящих пород были отобраны сотрудниками института и студентами НГУ во время экспедиционных работ 1990–2003 гг. под руководством д.г.-м.н. В.И. Москвина и к.г.-м.н. А.Н. Фомина. Экспедиционные исследования в районах Сибирской платформы и ее обрамления проводили С.Ф. Бахтуров, И.Д. Тимошина, позднее В.А. Каширцев, Т.М. Парфёнова, Е.А. Фурсенко и др.

Условия для исследований были созданы, и мы приступили к работе. Объектами изучения являлись нефтегазоносные осадочные бассейны Сибири – Западно-Сибирский и Лено-Тунгусский и его складчатое обрамление. В последние годы в число объектов исследований вошли северные осадочные бассейны Сибирской платформы – Енисей-Хатангский и Лено-Анабарский и разделяющая их Анабаро-Хатангская седловина.

Первые два крупных цикла исследований лаборатория органической геохимии начала одновременно. Один из них был посвящен органической геохимии нефтепроизводящих пород и нефтей в Западной Сибири, второй – органической геохимии нефтепроизводящих пород и нефтей докембрия и нижнего кембрия Сибирской платформы.

Исследования органической геохимии осадочного чехла и комплекса основания Западно-Сибирского осадочного бассейна. В начале 90-х годов первый цикл исследований проводили В.Е. Андрусевич, Л.С. Борисова, В.П. Данилова, В.И. Москвин, Е.П. Стрехлетова, А.Н. Фомин и др., выполнение работ второго направления было поручено И.Д. Тимошиной. На начальном этапе в них принимала участие А.Н. Изосимова. А.Э. Конторович и В.Н. Меленевский участвовали в обоих циклах исследований.

В первые два-три года, когда лаборатория не располагала собственным хромато-масс-спектрометром, аналитические определения выполнялись в порядке сотрудничества с крупнейшими американскими компаниями «Шеврон» и «Коноко» и небольшой, но активно работавшей сервисной компанией «Геомарк». На основе этих материалов, собственных исследований лаборатории и архивации полученных ранее результатов аналитических исследований бензиновых фракций нефтей (C_5-C_8) был сформирован уникальный и не имеющий аналогов электронный банк данных физико-химических характеристик и углеводородного состава нефтей (Л.С. Борисова, Д.А. Дочкин, А.Э. Конторович, Е.А. Фурсенко, на первом этапе В.Е. Андрусевич и др.) и программный комплекс для приведения этой информации в вид, удобный для геологической интерпретации. В ходе выполнения собственных исследований он существенно пополнился анализами высокомолекулярных углеводородов-биомаркеров в нефтях.

В Западной Сибири были систематически изучены основные нефтепроизводящие толщи. Показано, что главным источником нефти здесь является баженовская свита, накапливавшаяся в условиях относительно глубоководного морского бассейна с сероводородным заражением. Встречены отдельные слои, представленные нацело аквагенным органическим веществом при низкой примеси терригенного и кремнистого материала (сапропелитовые угли). В породах этой формации концентрации органического углерода меняются от 3–5 до 15–20 %.

Изучено распределение углеводородов-биомаркеров в органическом веществе, рассеянном в породах этой свиты. Во всех циклах исследований геохимии углеводородов-биомаркеров во фракции насыщенных углеводородов в относительных концентрациях определялись *n*-алканы, алифатические изопренаны, стераны и тритерпаны. В составе последних определялись относительные концентрации гопанов, моретанов, трицикланов и тетрацикланов. В ароматических фракциях битумоидов и нефтей определены фенантрен, метилфенантрены, триароматические и моноароматические стероиды, а также сероорганические соединения дибензотиофен, метилдибензотиофены.

Подобные исследования позволили в дополнение к разработанным ранее петрографическим (Г.М. Парпарова, П.А. Трушков и др.), химическим по составу керогенов (В.А. Успенский, Л.И. Богородская, А.Э. Конторович и др.) и изотопным (Л.И. Богородская, С.И. Голышев, А.Э. Конторович) методам диагностики типов органического вещества построить методы их диагностики по составу углеводородов-биомаркеров. Ряд таких биомаркерных генетических показателей, в частности трициклановый индекс, разработан специалистами органической геохимии впервые.

При изучении органической геохимии баженовской свиты было показано, что по составу углеводородов-биомаркеров в автохтонных битумоидах органическое вещество этой формации четко разделяется на два типа в зависимости от его концентрации в породах и их литологии. В кремнистых и глинисто-кремнистых породах с содержанием органического углерода более 7–10 % органическое вещество представлено чисто планктоногенно-бактериогенными разностями. Это органическое вещество, изотопно легкое по углероду ($\delta^{13}C < -30$ ‰). В аргиллитах, при концентрации органического углерода менее 5 % по составу битумоидов, заметна доля битумоидов, имевших своим источником липиды живого вещества высшей наземной растительности (В.П. Данилова, Е.А. Костырева, В.Н. Меленевский и др.).



Органическое вещество баженовской свиты обогащено ванадиловыми порфиринами и сероорганическими соединениями, образовавшимися в диagenезе в условиях сероводородного заражения (Л.И. Богородская, Л.С. Борисова и др.). Породы, содержащие почти исключительно органическое вещество аквагенного типа, встречены также в яновстанской и голичихинской свитах, отлагавшихся на окраинах морского бассейна баженовского времени (Н.С. Ким, С.В. Ершов и др.). В отличие от битумоидов баженовской свиты они обеднены серой и почти не содержат ванадиловых порфиринов.

Неожиданные результаты были получены при изучении органической геохимии морских аргиллитов абалакской свиты и нижневасюганской подсвиты. Известно, что эти толщи, как и баженовская свита, обогащены органическим веществом по сравнению с кларками. В работах 60-х годов предполагалось, что органическое вещество в этих отложениях имеет такую же природу, как и в баженовской свите.

При исследованиях, выполненных в ИНГГ СО РАН, были установлены два, на первый взгляд, парадоксальных факта. Первый. В аргиллитах абалакской свиты и нижневасюганской подсвиты преобладает не аквагенное, а террагенное органическое вещество (высшей наземной растительности). Второй. В породах этих свит, залегающих ниже баженовской свиты, органическое вещество, судя по биомаркерным показателям, преобразовано меньше, чем в баженовской свите! В частности, в баженовской свите почти повсеместно на глубинах от 1400–1600 м и глубже концентрации высокомолекулярных *n*-алканов ($n > 20$) с четным и нечетным числом атомов углерода в молекуле равны и соответствующий показатель (СРІ) близок к единице. А в нижневасюганской подсвите и в абалакской свите на большей части территории существенно преобладают по концентрации молекулы с нечетным числом атомов углерода в цепи. Лишь в Тюменской сверхглубокой скважине, где отложения васюганской свиты погружены на глубину более 4 км, концентрации *n*-алканов с четным и нечетным количеством атомов углерода в цепи становятся примерно равными и СРІ близок к единице. Это дает основание считать, что органическое вещество абалакской свиты и нижневасюганской подсвиты не достигло условий главной фазы нефтеобразования, и эмиграция углеводородов из нее не происходила. А это значит, что скорость катагенетических превращений органического вещества контролируется не только температурой и давлением в недрах, но и другими факторами (состав самого вещества?, литология, состав и структура вмещающих пород – катализаторов?). Таким образом, морские условия седиментации не гарантируют обязательно высокий начальный генерационный потенциал захороняемого органического материала. Отсюда следует, что при оценке перспектив нефтегазоносности нужно тщательней изучать геохимические критерии прогноза нефтегазоносности. Полученный результат существенно изменил представления о формировании залежей углеводородов в горизонте Ю₁.

Исследование органической геохимии континентальных осадочных толщ выполнялось на примере пешковской, салатской, тюменской свит на юге и левинской, зимней, малышевской свит на севере Западно-Сибирского бассейна. Показано, что континентальные осадочные толщи, в которых главным источником органического вещества является высшая наземная растительность, имеют специфический состав углеводородов-биомаркеров.

Интересные результаты были обнаружены при изучении органической геохимии еще одного малоизвестного объекта – тогурской свиты. В первой половине 60-х годов А.Э. Конторович по результатам анализов единичных

образцов керна Колпашевской опорной скважины обратил внимание на то, что она представлена богатыми аквагенным органическим веществом аргиллитами. Шли годы, и новых исследований этого геологического объекта не проводилось, поскольку тогурская фация распространена преимущественно в депрессионных зонах, а на первых этапах бурение осуществлялось на территории крупных положительных структур. В 90-х годах началось интенсивное изучение нефтегазоносности депрессионных зон. В ряде скважин на юго-востоке Западно-Сибирского бассейна был поднят и изучен большим комплексом методов керн тогурской свиты. Исследования В.П. Даниловой, А.Э. Конторовича, В.Н. Меленевского, В.И. Москвина показали, что это озерные образования. Была детально изучена их органическая геохимия и дан прогноз состава нефтей, имеющих своим источником органическое вещество тогурской свиты. Одновременно установлено, что соленость вод этих озер периодически повышалась, что свидетельствовало об ингрессиях моря. Вместе с тем обнаружено, что, к сожалению, типично аквагенное бентосо- и бактериогенное органическое вещество характерно не для всех озерных систем тогурской свиты.

Обширный цикл исследований был выполнен в Западной Сибири с целью изучения и картирования уровня катагенетической преобразованности органического вещества. Работы велись широким комплексом методов: углепетрографический анализ выполнял А.Н. Фомин, геохимические исследования керогенов — Л.И. Богородская, Н.М. Лемина, пиролитические — В.Н. Меленевский. Исследования охватили всю территорию Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и все стратиграфические горизонты, включая глубокозалегающие горизонты юры на севере бассейна. Изучался также катагенез органического вещества в палеозойских комплексах.

Обобщение и интерпретация этих материалов выполнены А.Э. Конторовичем, А.Н. Фоминым, В.О. Красавчиковым и А.В. Истоминим. Они показали, что в Западно-Сибирском бассейне имеется по крайней мере три типа территорий, для которых характерны разные градиентные зависимости изменения катагенеза органического вещества (отражательной способности витринита) с глубиной. Они варьируют в зависимости от строения и возраста консолидации блоков фундамента. Наиболее высокий градиент изменения катагенеза органического вещества с глубиной характерен для отложений над триасовыми рифтами и над интрузивными гранитными массивами. С использованием всего экспериментального материала, полученных зависимостей и структурных построений по отражающим горизонтам в осадочном чехле были впервые после 1971 г. (Конторович и др., 1967, 1971, 1975; и др.) построены карты катагенеза органического вещества сеномана масштаба 1 : 2 500 000 по отложениям в основании и кровле юрского комплекса, в нижней части апта, в кровле.

Помимо мезозойских была также тщательно изучена органическая геохимия палеозойских отложений. Е.А. Костыревой (осн. исполнитель) рассмотрено распределение органического вещества и углеводородный состав пород девона и нижнего карбона Межовского срединного массива на юго-востоке бассейна и Щучьинского выступа северо-западной окраины бассейна, кембрия и венда на юго-востоке бассейна, в Предъенисейском осадочном бассейне. На современном уровне эти исследования выполнены впервые. Катагенез органического вещества в этих комплексах изучен А.Н. Фоминым.

На примере Западно-Сибирского бассейна проведено еще два крайне важных для органической геохимии исследования, которые имеют не только региональное, но и фундаментальное для теории нафтидогенеза значение.

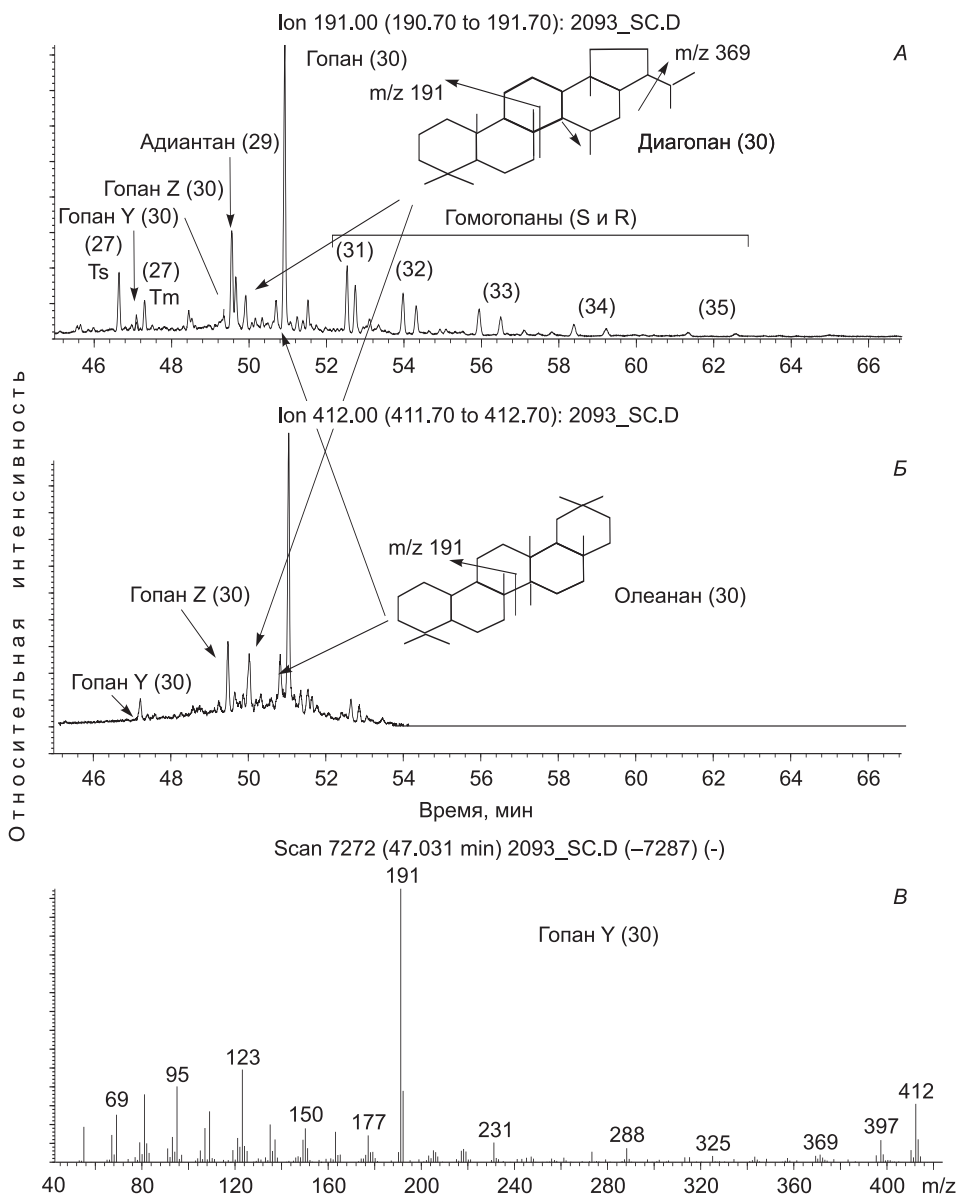


Первое исследование посвящено геохимии асфальтенов и смол. В качестве геологических объектов, из которых выделяли асфальтены и смолы, были выбраны нефтепроизводящие породы с разными типами органического вещества и на разных уровнях катагенеза и нефти из разных комплексов (осн. исполнитель — Л.С. Борисова). Результаты показали, что модель строения асфальтенов («геосополимерлипоидинов», по терминологии А.Э. Конторовича) может быть представлена следующим образом. Макроструктура асфальтенов имеет слоистое строение, подобно графиту, и образована набором пластин. Нефтяные асфальтены имеют более рыхлую структуру, их макромолекула менее плотно упакована. Асфальтены рассеянного органического вещества отличаются от асфальтенов нефтей меньшим количеством слоев в макромолекулах и, соответственно, меньшей молекулярной массой. Асфальтены террагенного органического вещества имеют кристаллоподобную организацию с более плотной, близкой к графиту, упаковкой пластин, чем асфальтены аквагенного органического вещества. Каркас пластин образуют полициклические арены и гетероциклы; по периферии размещаются алкильные, циклоалкильные заместители и гетеросодержащие группы. Полученные данные позволяют предполагать наличие в их структуре дефектов, которые могут быть заполнены металлами, например ионом V^{+4} , и органическими молекулами типа *n*-алканов и изопренанов. Среди углеводородных фрагментов наряду с новообразованными фиксируются структуры, частично или полностью наследующие углеродный скелет исходных биомолекул липидов живого вещества. В процессе исследования было выделено несколько этапов генерации асфальтенов и установлена их роль в деструкции и новообразовании компонентов керогена.

Установлено также, что параметры, характеризующие состав асфальтенов и смол, являются эффективным средством для решения широкого круга прикладных задач органической геохимии, таких как определение исходного типа органического вещества, диагенетической обстановки его захоронения, степени катагенетической превращенности.

Объектом второго направления исследований являлись битумоиды подземных вод Западно-Сибирского осадочного бассейна. В.П. Данилова (осн. исполнитель) начала работы в этом направлении еще в годы своего пребывания в СНИИГГиМСе. Важной особенностью исследований, выполненных в ИГНГ — ИНГГ СО РАН, было изучение геохимии в составе аквабитумоидов углеводородов-биомаркеров. При этом получен ряд результатов огромной теоретической значимости.

Первым, важнейшим для теории миграции углеводородов результатом было установление наличия в составе углеводородов, мигрирующих вместе с водами, всего спектра насыщенных углеводородов-биомаркеров: *n*-алканов, алифатических изопренанов, стеранов, гопанов, трицикланов и др. Второй особенностью углеводородов-биомаркеров в современных водах Западно-Сибирского бассейна является присутствие их только в соотношениях, свойственных морскому органическому веществу. Примеров ансамблей водных углеводородов-биомаркеров с соотношениями между ними, свойственными террагенному органическому веществу, в изученной достаточно большой коллекции образцов вод юрского и мелового комплексов обнаружить не удалось. И, наконец, третье. В залежах углеводородов в апт-альб-сеноманском комплексе все углеводороды нефтей подверглись биодеградации. Свидетельств биодеградации углеводородов аквабитумоидов в этом же комплексе обнаружено не было.



А, Б – масс-хроматограммы (m/z 191 и 412) терпановых биомаркеров байкальских нефтей; Б – структура олеанана – биомаркера, типичного для кайнозойских нефтематеринских отложений; В – масс-спектр нового биомаркера C_{30} .

Исследования В.П. Даниловой чрезвычайно важны для совершенствования теории первичной и вторичной миграции углеводородов в осадочных бассейнах, для понимания условия биodeградации углеводородов. Насколько я знаю, на уровне, реализованном в ИНГГ СО РАН, исследования по геохимии гетероциклических соединений рассеянного органического вещества и нефтей нигде в мире не проводились.

Наряду с изучением рассеянных битуминозных веществ в осадочных породах и подземных водах в их составе в ИГиГ СО АН СССР – ИГНГ – ИНГГ СО РАН были выполнены обширные исследования нефтей.



При изучении западно-сибирских нефтей применялся тот же комплекс методов, что и для рассеянного органического вещества. В работах участвовали В.Е. Андрусевич, Л.С. Борисова, В.П. Данилова и др. На первых этапах участниками исследований были также всемирно известные специалисты из США – Дж. Демейсон, Дж. Молдован, Кен Петерс (компания «Шеврон») и С. Браун и другие из компании «Геомарк».

Специалисты института систематически изучили нефти мезозойских резервуаров нефти и газа Западной Сибири. Л.С. Борисовой, А.Э. Конторовичем, Е.А. Фурсенко и др. были построены для отдельных резервуаров карты изменения плотности, содержания серы, смол и асфальтенов, парафинов в нефтях как основа для прогноза качества нефтей и схем их переработки.

Сравнительный анализ распределения углеводородов-биомаркеров в рассеянном органическом веществе Западной Сибири и в нефтях (В.П. Данилова, А.Э. Конторович, Е.А. Костырева, В.Н. Меленевский) позволил установить генетические связи «высокомолекулярные углеводороды рассеянного органического вещества → высокомолекулярные углеводороды нефти» и разделить их на два главных семейства: «морские» и «континентальные» нефти. Показано также, что «морские» нефти делятся на подсемейства в зависимости от того, связаны генетически они с основным типом фаций баженовской свиты или с ее периферическими фациями (яновстанской, гольчихинской). Первые более сернистые, смолистые, обогащены ванадилловыми порфиринами.

Е.А. Фурсенко выполнила исследование по геохимии низкомолекулярных (C_5-C_8) нефтей северной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Подобное региональное исследование было проведено впервые. Автор показала, что состав бензиновых фракций нефтей, несмотря на то что все эти соединения являются новообразованными и отсутствуют в живом веществе и подвергаются фракционированию на путях первичной и вторичной миграции, несут в себе как совокупность генную информацию о природе исходного для нефти живого вещества. Она выявила большое количество индикаторов типов исходного живого вещества. Исследование Е.А. Фурсенко показало, что низкокипящие фракции нефтей севера Западной Сибири в преобладающей массе генетически связаны с террагенным органическим веществом или имеют смешанную природу. Из исследований низкомолекулярных и высокомолекулярных фракций нефтей следовал парадоксальный, на первый взгляд, результат: низкомолекулярные и высокомолекулярные фракции нефтей на севере Западной Сибири имеют разные источники.

Позднее этот парадокс нашел естественное объяснение благодаря вычислительным экспериментам (так называемое бассейновое моделирование), выполненным Л.М. Бурштейном и А.Э. Конторовичем. Скопления углеводородов на севере Западной Сибири формировались многоактно, за счет нескольких источников. Жидкие высокомолекулярные углеводороды генерировались главным образом баженовской свитой и ее фаціальными аналогами, а низкомолекулярные (C_5-C_8) образовывались как в баженовской свите, так и в начальные фазы позднекатагенной стадии генерации жирных газов в существенно обогащенных террагенным органическим веществом породах нижней и средней юры. Смешивание этих различных по генезису углеводородов происходило как на путях миграции, так и при аккумуляции в ловушки.

Указанный факт согласуется и с данными по генезису углеводородных газов на севере Западной Сибири. Еще в начале 70-х годов В.И. Ермаков,

Н.Н. Немченко, А.С. Ровенская первыми обнаружили, что метан в газовых сеноманских залежах на севере Западной Сибири имеет аномально легкий изотопный состав углерода (от -55 до -60 ‰). Было высказано вполне обоснованное предположение, что источником газа являются террагенное органическое вещество и угли в отложениях апта и альба. Позднее, однако, стало ясно, что изотопный состав углерода метана меняется в большом интервале значений — от изотопно-легкого до изотопно-тяжелого ($-55,0...-45,0$ ‰). Исходя из гипотезы, что газ в сеноманские залежи поступал из двух источников (изотопно-легкий, раннекатагенный — из террагенного органического вещества апта–альба, а изотопно-тяжелый, позднекатагенный — из террагенного органического вещества нижней–средней юры), В.С. Вышемирский и А.Э. Конторович (1998), выполнив балансовые расчеты, оценили долю среднеюрского газа в сеноманских залежах. По их подсчетам, в сеноманских залежах содержится не менее $45,0$ % газа, мигрировавшего из триас-нижне-среднеюрских отложений. Большая часть газа в отложениях неокома и верхней юры также мигрировала из триас-среднеюрских газопроизводящих отложений. Некоторое количество газа поступало и из баженовской свиты.

Таким образом, геохимические процессы подтвердили огромные масштабы вертикальной миграции углеводородов в осадочном чехле севера Западно-Сибирского бассейна.

При изучении меловых нефтей северной части Западно-Сибирского бассейна большое внимание было уделено процессам и геологическим условиям биодеградации нефтей (Л.С. Борисова, Е.А. Фурсенко и др.).

Е.А. Костыревой, В.П. Даниловой, В.Н. Меленевским и др. были изучены палеозойские нефти юго-восточных районов Западной Сибири. Показано, что они делятся на три группы: первая — нефти, связанные генетически с нефтепроизводящими породами палеозоя; вторая — генетически связанные с озерными образованиями тогурской свиты; третья — нефти, связанные генетически с субугленосными озерно-болотными фациями континентальных отложений нижней и средней юры. При изучении керна скважины Лемок на юго-востоке бассейна, в Красноярском крае, было выявлено нефтепроявление, состав углеводородов которого подобен верхнепротерозойским нефтям Байкитской антеклизы на Сибирской платформе. В этой нефти в составе стеранов резко преобладали этил-холестаны, а среди алканов в заметных концентрациях присутствовали 12-, 13-монометилалканы.

Исследования органической геохимии верхнего протерозоя и кембрия осадочных бассейнов Сибирской платформы (осн. исполнители А.Э. Конторович, В.А. Каширцев, Н.С. Ким, В.Н. Меленевский, Т.М. Парфёнова, И.Д. Тимошина, Е.А. Фурсенко).

В рамках этого направления детально изучены нефтепроизводящие породы в обрамлении и внутренних областях Сибирской платформы. Основной объем работ выполнен И.Д. Тимошиной. Выяснены содержания, изотопный состав углерода, состав керогена органического вещества верхнего протерозоя в районах Енисейского кряжа, Патомского нагорья, Алданского щита, а также во внутренней области платформы (Байкитская антеклиза, мадринская и имэрэканская свиты). Возраст осадочных формаций, из которых выбирались коллекции образцов, — от 1000 до 2500 млн лет. Исследования подтвердили наличие осадочных формаций, обогащенных органическим веществом, высокое содержание в этом органическом веществе изотопа ^{12}C ($\delta^{13}\text{C}$ меняется от -30 до -35 ‰). И.Д. Тимошиной был впервые рассмотрен состав углеводородов-биомаркеров в осадочных образованиях верхнего палеозоя.



В лабораториях института была всесторонне изучена коллекция рифейских, вендских и кембрийских нефтей центральных и южных районов Сибирской платформы. Эти исследования подтвердили установленное ранее научной школой А.А. Петрова своеобразие углеводородов-биомаркеров докембрийских нефтей. В морских нефтях докембрия резко преобладает в составе стеранов этил-холестан. В мезозойских нефтях, типично морских по исходному органическому веществу, стераны C_{27} – C_{29} находятся примерно в равных концентрациях, а в докембрийских изученных нефтях Сибирской платформы преобладают монометилалканы с разветвлением в середине цепи. А.А. Петров идентифицировал монометилалканы с 24 и более атомами углерода в цепи как 12- и 13-монометилалканы. Показано, что несмотря на наличие этих особенностей древнейших нефтей по соотношению отдельных углеводородов и гомологических рядов углеводородов, они могут быть разделены на несколько подсемейств.

Позднее, при тщательном анализе первичных материалов, И.Д. Тимошина установила два различных по составу и распределению углеводородов-биомаркеров семейства нефтей в венде и кембрии Сибирской платформы. Первое – описанное выше, с характерными только для докембрийских нефтей углеводородами-биомаркерами. Ко второму относятся нефти с «обычным» для фанерозойских нефтей составом и соотношением углеводородов-биомаркеров. Второй тип нефтей был обнаружен на Ангаро-Ленской ступени и в кембрии Курейско-Летнинского мегавала, на западе Сибирской платформы.

Н.С. Ким выполнила сравнительное изучение неопротерозойских, вендских нефтей Сибирской, Восточно-Европейской и Аравийской (Оман) платформ. Она показала близкий состав углеводородов-биомаркеров в «аномальных» морских нефтях верхнего протерозоя Сибирской и Аравийской платформ. Одновременно она установила, что в венде Восточно-Европейской платформы, как и в некоторых районах Сибирской платформы, морские нефти имеют «нормальный», фанерозойский состав биомаркеров.



Обсуждение геолого-разведочных работ на севере Красноярского края. В первом ряду в центре О.М. Бударгин – губернатор Таймырского АО, глава Роснедра А.А. Ледовских, академик А.Э. Конторович. Норильск, 2005 г.

Значит, в докембрии существовало два типа биот прокариотов с разными биохимическими типами липидов.

Долгое время проблема состояла в том, что в битумоидах рассеянного органического вещества не удавалось обнаружить 12-, 13-монометилалканы. Вначале эти углеводороды были найдены в нефтепроизводящих породах Омана. В последнее время И.Д. Тимошина и К.Е. Наговицин обнаружили их в органическом веществе рифея Алдано-Майской впадины, а В.А. Каширцев — в некоторых фациях куонамской свиты кембрия Сибирской платформы.

Что касается преобладания этил-холестанов (C_{29}) в аквагенном органическом веществе, то исследования показали, что такое «аномальное» распределение стеранов встречается до девона включительно. Видимо, эти явления отражают эволюцию биохимии живого вещества прокариотов и простейших эукариотов в докембрии, раннем и среднем палеозое.

Перед Т.М. Парфёновой была поставлена задача изучить органическую геохимию куонамской свиты нижнего–среднего кембрия и ее фациальных аналогов на востоке Сибирской платформы. Высокоуглеродистые глинисто-кремнисто-карбонатные осадки куонамской свиты накапливались на шельфе открытого периконтинентального морского бассейна, отделенного от эпиконтинентального солеродного системой барьерных рифов. Они сформировали одну из главных нефтепроизводящих толщ на востоке Сибирской платформы.

Систематическое изучение в ИНГТ куонамских отложений (петрография, химия керогена, изотопия углерода, битуминология) показало, что органическое вещество, содержащееся в породах этой формации, имеет аквагенную природу и обладает очень высоким генерационным потенциалом. Концентрации органического вещества в глинисто-карбонатно-кремнистых породах куонамской свиты лежат в широком интервале значений от 1 до 21 %. С изменением содержания органического вещества и состава вмещающих его пород направленно меняются относительные концентрации отдельных углеводородов-биомаркеров. Особенности содержания и распределения индивидуальных соединений могут быть объяснены сменой типов биоценозов в Восточно-Сибирском море куонамского времени.

Установлено, что разрез куонамской свиты не является однородным. Породы существенно различаются как по концентрации органического вещества, так и по содержанию и распределению реликтовых углеводородов. По этим показателям и литологическому составу они были разделены на группы и подгруппы. Для первой группы, представленной глинистыми и глинисто-кремнистыми породами, характерны высокие (до 20,0 %) содержания органического углерода, бимодальное распределение нормальных алканов, повышенное относительно гопанов содержание трицикланов в терпановой фракции. Во второй группе углеродистых пород (доломитовые известняки и черные силициты) концентрации органического углерода меняются от 1,5 до 14,5 %. Для них характерны одномодальное распределение нормальных алканов, пониженные содержания трицикланов во фракции терпанов. Повышенные концентрации гопанов обычно объясняют значительной ролью бактериогенных липидов как источника битумоидов.

Выполненный анализ распределения углеводородов показал, что в Куонамском море имел место смешанный планктонобактериальный микробиоценоз. В частности, значительная доля стерановых и трициклановых углеводородов-биомаркеров исследованных битумоидов указывает на планктоноводородослевый источник органического вещества. Наличие углеводородов



ряда гопана подтверждает вклад в состав битумоидов и керогена бактериального материала. Пониженные (<1) значения коэффициента C_{35}/C_{34} свидетельствуют о том, что органическое вещество в куонамских осадках накапливалось преимущественно в хорошо аэрируемых обстановках, которые крайне редко сменялись анаэробными восстановительными условиями, возможно, с элементами сероводородного заражения или дефицита кислорода в наддонных водах. Содержание гаммацерана менее 1 % указывает на протекание осадконакопления в морских условиях с нормальной соленостью вод. Изучение куонамского комплекса отложений будет продолжено.

В исследованиях в области органической геохимии серьезное внимание было уделено таким уникальным природным проявлениям нефтидов, как нефть озера Байкал (А.Э. Конторович, В.И. Москвин, В.А. Каширцев, В.П. Данилова, Е.А. Костырева) и нефтепроявления в кальдере вулкана Узон на Камчатке (А.Э. Конторович, А.Н. Фомин, С.Б. Бортникова, Г.А. Карпов и др.).

При исследовании нефтей, всплывающих на юго-восточном берегу оз. Байкал — в устье р. Стволовая, у мысов Толстый и Горевой Утес, установлено, что нефти имеют разный состав. У мыса Горевой Утес всплывает «свежая» парафинистая нефть, в устье р. Стволовая и у мыса Толстый нефти имеют ароматико-нафтеновый состав, в них отсутствуют нормальные алканы, монометилалканы и ациклические изопреноиды. Изучение углеводородов-биомаркеров показало, что источником нефти явилось органическое вещество пресноводных водоемов, с существенным содержанием остатков высшей наземной растительности, в том числе ангиспермовых (олеанан) растений. Последнее подтверждено идентификацией в нефтях олеанана. Состав углеводородов-биомаркеров указывает на озерный генезис нефтематеринских свит мелового или, что более вероятно, кайнозойского возраста.

Нефть в кальдере вулкана Узон (образцы отобраны в 2009 г.) была исследована методами газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии. По составу и распределению молекул-биомаркеров установлено их генетическое единство с органическим веществом плиоцен-четвертичных отложений.

Кальдера вулкана Узон является уникальной природной системой, в которой в результате разгрузки высокотемпературных гидротерм практически от самой поверхности осадки нагреты до температур, характерных в условиях классических нефтегазоносных бассейнов глубинам 2–3 км и более (от 95 до 200–250 °С). В этих условиях в масштабе реального времени в плиоцен-нижнечетвертичных осадках кальдеры кратера вулкана Узон происходит деструкция органического вещества и образование углеводородов и гетероциклических соединений нефти. Особенность образующихся углеводородов, в силу малого времени этого уникального эксперимента природы и сравнительно невысоких температур, состоит в том, что углеводороды нефти из кальдеры вулкана Узон в основной своей массе наследуют углеродный скелет и стереохимию липидов исходного живого вещества. В этих «молодых» образованиях насыщенность



Д.г.-м.н. В.И. Москвин отбирает образцы нефти, образующейся в осадках оз. Байкал. 2007 г.

биомаркерами проявляется даже в большей степени, чем в «обычных» нефтях. На молодость изученной кальдерной нефти указывают и изотопные определения. Время образования живого вещества узонской нефти, по результатам разных измерений, варьирует от 50 до 1000 лет. Иными словами, кальдера кратера вулкана Узон представляет собой природную лабораторию современного образования нефти из органического вещества неясного происхождения.

Попытки рассматривать соединения, образующие эти нефтепроявления только как продукт абиогенного синтеза углеводородов, маловероятны. Полученные результаты скорее подтверждают высказанную ранее М.К. Калининко гипотезу, что в кальдере вулкана Узон благодаря воздействию гидротерм в настоящий момент геологического времени происходит образование нефти из захороненного в осадках органического вещества, но вклад огромного количества выделяемого из вулкана метана остается дискуссионным.