

Доктор геолого-
минералогических
наук Э. М.
ГАЛИМОВ

ВОЗМОЖНОСТИ ОРГАНИЧЕСКОЙ ГЕОХИМИИ И ТРЕБОВАНИЯ НЕФТЕПОИСКОВОЙ ПРАКТИКИ

Поисково-разведочное бурение во всем мире все в большей степени перемещается на акватории, а в пределах суши — на большие глубины. Высокая стоимость бурения в сложных геологических условиях требует существенно увеличить вероятность открытия нефти на каждую пробуренную скважину. Более того, чтобы компенсировать затраты на поисковые работы и эксплуатацию месторождений на акваториях и в труднодоступных районах, требуется не просто открыть нефть, а открыть крупное месторождение.

Эти требования не могут быть удовлетворены практикой бурового опробования антиклинальных структур, выделяемых геофизическими методами. В США, например, в 1975 г. при таком опробовании лишь одна скважина из 45 открывала промышленную нефть¹. При многомиллионных затратах на буровые работы в море подобная эффективность совершенно недостаточна. Необходим более надежный прогноз нефтегазоносноеTM. Его можно обеспечить, если на исследуемой территории выявить нефтематеринские породы. Изучив органическое вещество пород и зная литофациальные особенности и геологическую историю соответствующих отложений, можно оценить конкретные запасы углеводородов, связанных в своем происхождении с данными нефтематеринскими породами, указать перспективные направления разведочных работ. Это значит, что разведка с самого начала должна ориентироваться не на «следствия», а на «причины», не на эмпирический поиск залежей, а на выявление источников нефти.

Принципиальная возможность такого подхода обосновывается современным учением о нефти, которое включает представления о ее органическом происхождении, о стадийности нефтеобразования, о роли сеймотектонических факторов в миграции и аккумуляции нефти. В развитие этих представлений фундаментальный вклад был внесен советскими учеными — членом-корреспондентом АН СССР Н. Б. Вассоевичем, В. А. Соколовым, академиком А. А. Трофимуком, академиком АН УзССР

¹ См.: *Barker C.* Oil source rock correlation aids drilling site selection.— *World Oil*, 1975, N 10, p. 121-126.

А. М. Акрамходжаевым, членом-корреспондентом АН СССР А. А. Геоде-кяном, С. Г. Неручевым, А. Э. Конторовичем, Н. В. Лопатиным и многими другими. Учение о нефтеобразовании, будучи геолого-геохимическим по своему содержанию, опирается на определенное представление о химической эволюции органического вещества. Поэтому его прогнозные возможности существенным образом зависят от уровня понимания процессов преобразования рассеянного в породах органического вещества и эффективности применяемых методов вещественного анализа. Новое в нынешней ситуации состоит в том, что в органической геохимии сложились методы, которые способны гораздо надежнее, чем раньше, распознавать нефтематеринские и газоматеринские отложения. Это создало практическую основу для реализации новой стратегии нефтегазопроисковых работ.

В проблеме распознавания нефтематеринских пород имеется две стороны. Во-первых, выявление в разрезе отложений, которые по своим свойствам могут быть нефтематеринскими, то есть обладать повышенным содержанием органического вещества, благоприятным его типом и степенью зрелости, а также подходящими литофациальными характеристиками. Во-вторых (и это ключевая часть всей проблемы), — установление генетической связи между нефтью, встречающейся в разрезе, и отложениями, в которых эта нефть была генерирована. Только фактическое доказательство такой связи может рассматриваться как открытие собственно нефтематеринской породы. В сущности, живучесть гипотезы неорганического происхождения нефти, несмотря на обилие свидетельств, указывающих на биологический источник ее вещества, обусловлена в конечном счете тем, что долгое время не удавалось доказать связь конкретной нефти с органическим веществом конкретных отложений.

В настоящее время имеется два подхода к решению этой задачи. Первый состоит в сопоставлении относительной распространенности характерных молекулярных структур в нефтях и битумоидной части органического вещества пород. Как правило, изучается соотношение реликтовых биологических структур: стеранов, тритерпанов, тетрапиррольных соединений, изопреноидов и т. п. В подобных исследованиях, особенно развитых за рубежом, используются автоматические системы, включающие хроматограф, масс-спектрометр и компьютер.

Другой подход, предложенный и разработанный у нас, основан на изучении изотопного состава углерода органических соединений. Изотопия углерода в нефтегазовой геологии применяется широко². Получено немало ценных результатов, в особенности касающихся механизма образования углеводородов. Однако вопрос распознавания нефтематеринских пород однозначно разрешить не удалось: одни и те же данные иногда получали прямо противоположное истолкование. И это понятно, поскольку формирование изотопного состава природного объекта, в особенности такого сложного, как ископаемое органическое вещество, сопряжено с многообразными процессами фракционирования изотопов.

Для того чтобы использовать изотопную геохимию с пониманием ее реальных возможностей и ограничений, необходимо было исследовать поведение изотопов в двух важнейших природных процессах. Один из них — биологическое фракционирование изотопов, так как многие черты распределения изотопов в ископаемом веществе унаследованы от живых организмов. Другой — превращение биологического материала в ископаемые формы, то есть процессы диагенеза и катагенеза, в ходе которых

² См.: Галимов Э. М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М.: Недра,

возможны принципиальные изменения изотопного состава. Эти вопросы в течение ряда лет были предметом наших исследований в Институте геохимии и аналитической химии им. В. И. Вернадского АН СССР. Разработанный метод распознавания нефтематеринских пород явился практическим следствием тех закономерностей, которые были при этом установлены. Наиболее важная из них — явление термодинамически упорядоченного распределения изотопов в биологических системах³. Оно проявляется в существовании связи между изотопным составом биомолекул ($\delta^{13}\text{C}$) и величиной так называемого термодинамического изотопного фактора ($\rho^{13}\text{C}$).

Причина корреляций $\delta^{13}\text{C}$ — $\rho^{13}\text{C}$, то есть зависимость изотопного состава углерода в биомолекулах от его химического окружения, обусловлена особенностями механизма ферментативного катализа. В первом приближении величина ($\delta^{13}\text{C}$) зависит от того, какие связи в молекуле образует атом углерода. Наименьшие значения отвечают углерод-водородным связям. Величина $\rho^{13}\text{C}$ возрастает в случае связи углерода с кислородом и с азотом. Поэтому изотопный состав биологических или происходящих из биологического источника веществ должен зависеть от содержания гетероатомов в соединении и, следовательно, полярности соответствующей фракции. Процесс преобразования органического вещества в ископаемые формы видоизменяет исходную зависимость, причем характер изменения определяется типом органического вещества и условиями его преобразования. В конечном счете формируется характерное для данного фациального типа ископаемого органического вещества соотношение изотопных составов его разнополярных фракций. Фракции соответствующей полярности могут быть выделены как из нефти, так и из органического вещества. Поэтому распределение изотопов по фракциям оказывается тем параметром, на основе которого нефть и органическое вещество можно сравнить и решить вопрос об их генетическом сходстве или различии.

Этот способ распознавания нефтематеринских пород был опробован на месторождениях ряда регионов СССР. Например, в пределах Пермского Прикамья (Волго-Уральская нефтегазоносная область) нефти яснополянского продуктивного горизонта, как оказалось, имеют изотопно-фракционную характеристику, существенно отличную от той, которая свойственна органическому веществу аргиллитов тульско-бобриковских и малиновских отложений. Последние многими исследователями считались нефтематеринскими. В действительности исследованные нефти обнаруживают родство по изотопной характеристике с органическим веществом доманиковых отложений — богатым органическим веществом горизонтом франского яруса верхнего девона. Аналогичные исследования на материале Среднеботубинского месторождения Восточной Сибири показали, что нефти как из ботубинского, так и из вышележащего осинского продуктивного горизонта генетически связаны с органическим веществом венд-нижнекембрийских аргиллитов. В Западной Сибири нефть, открытая в палеозойских отложениях в районе Ханты-Мансийска, в действительности оказалась не палеозойской, она мигрировала из вышележающих ниже-и среднеюрских отложений. На рис. 1 сопоставлены изотопно-фракционные кривые, характеризующие нефть и органическое вещество пиленгской свиты месторождения Окружное (Сахалин). В данном случае доказывается сингенетичность нефтей пиленгской свиты.

Следует отметить, что выявление генетической связи нефти с опре-

³ См.: Галимов Э. М. Природа биологического фракционирования изотопов. М.: Наука, 1981.

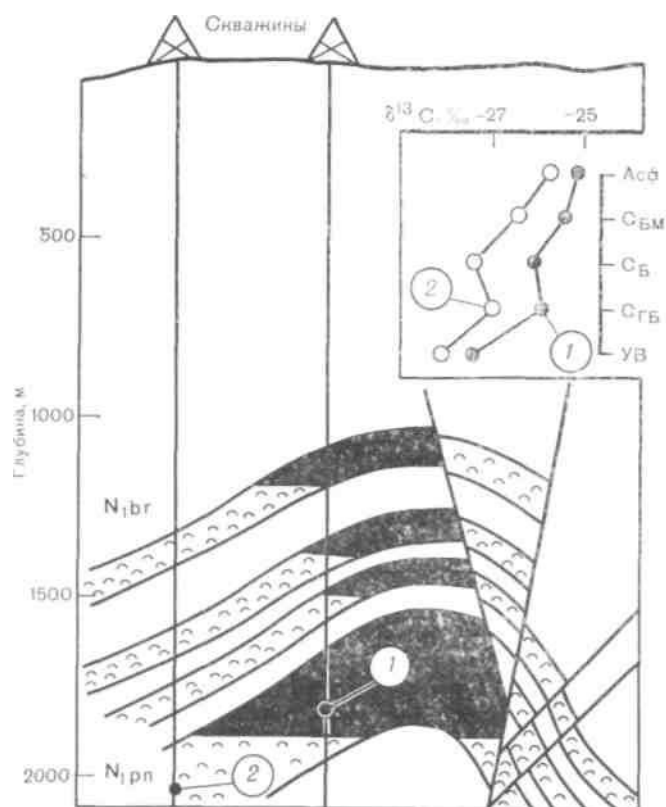
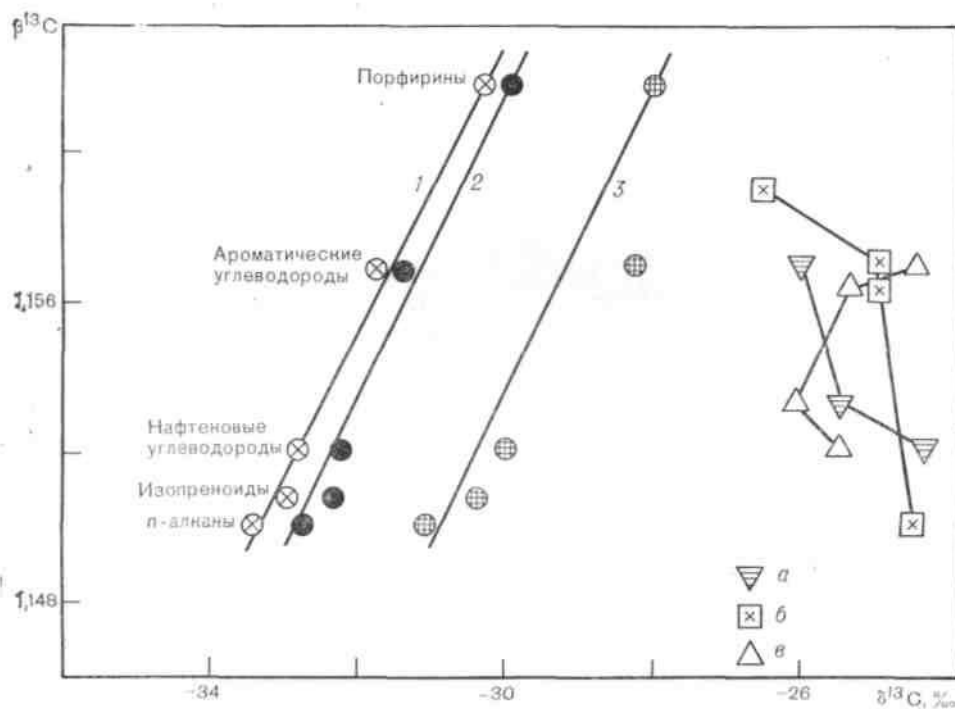
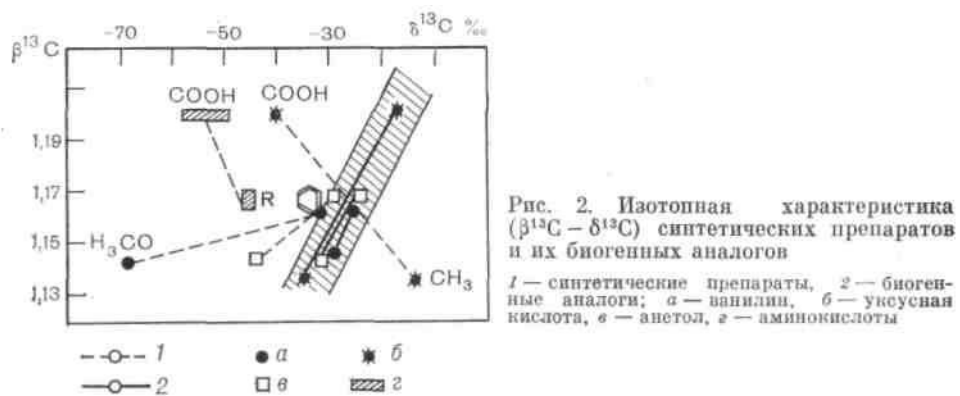


Рис. 1. Сопоставление изотопных составов углерода фракций разной полярности нефти (1) и одноименных фракций (2) органического вещества пород ниденгской свиты (N₁рп) месторождения Окружное на Сахалине

Асф — асфальтены, СБМ, СБ, СГБ — смолы соответственно бензол-метанольные, бензолные и гексан-бензолные, УВ — углеводороды; N₁br — боровская свита

Делёнными нефтематеринскими породами конкретно решает вопрос о ее происхождении. Зависимость $\delta^{13}\text{C}$ — $[\delta^{13}\text{C}]$ является характерным свойством живых систем. В органических соединениях абиогенной природы она в общем случае отсутствует. На рис. 2 синтетические препараты сравниваются с их биогенными аналогами. Видно, что синтетические препараты занимают произвольное положение в системе координат $\delta^{13}\text{C}$ — $[\delta^{13}\text{C}]$, в то время как биогенные строго ложатся на линию биогенного тренда (заштрихованная область). Этот критерий был применен к нефтям ряда месторождений Советского Союза. Изотопный состав углерода выделенных компонентов нефтей подчиняется зависимости, характерной для биогенных систем, между тем как углеводородные составляющие синтетической смеси, полученной нагреванием олеиновой кислоты до 200°C в присутствии катализатора, изотопного упорядочения не обнаруживают (рис. 3). На этом же рисунке приведены данные для порфиринов и изопреноидов. Они присутствуют в нефтях в небольших количествах, но являются бесспорно биогенными соединениями, берущими начало от тетрапиррольного ядра и фитольной цепочки хлорофилла. Это признают и сторонники неорганического происхождения нефти. Но они считают, что в нефтях эти соединения чужеродны, они могли быть вымыты из осадочных пород углеводородным потоком, восходящим из мантии. Однако, как видно из графика, изотопная характеристика порфиринов и изопреноидов соответствует линии корреляции той нефти, из которой они были выделены. Таким образом, доказывается генетическая связь этих заведомо биогенных компонентов и основной массы углеводородов конкретной нефти.



Распознавание нефтематеринской породы имеет, как уже говорилось, ключевое значение. Однако для прогноза нефтеносности необходимо исследование углеводородного потенциала выявленных нефтематеринских отложений, оценка их распространенности, оконтуривание очага нефте-генерации и т. п. Принципиально этот анализ не вызывает трудностей. Давно созданы хорошо себя зарекомендовавшие методы определения типа органического вещества и степени его преобразованности. Но с практической точки зрения, по-видимому, следует отдать предпочтение

недавно предложенному французскими исследователями Ж. Эспиталье и другими пиролитическому методу⁴.

Простое устройство, включающее ячейку для пиролиза и газовый хроматограф, позволяет чрезвычайно оперативно получить несколько важных характеристик органического вещества, отражающих его нефте-генерирующую способность, геохимический тип (сапропелевое, гумусовое и т. п.) и степень преобразованности. При этом можно производить массовые анализы, поскольку не требуется извлечение органического вещества из породы и его предварительная обработка.

Современная геохимия газов также имеет достижения, непосредственно влияющие на газопоисковую стратегию. Наиболее существенные возможности связаны с анализом изотопного состава газов. Та же фундаментальная закономерность, которая легла в основу метода распознавания нефтематеринских пород (связь $\delta^{13}\text{C}$ — $|\delta^{13}\text{C}$), позволила сделать вывод о том, что изотопный состав метана должен зависеть от степени катагенеза органического вещества. Измеряя в исследуемой газовой залежи изотопный состав метана и сравнивая его с теоретическим изотопным составом того метана, который мог бы генерироваться органическим веществом в предполагаемых газоматеринских породах, можно по величине $\delta^{13}\text{C}_{\text{сцд}}$ судить о происхождении газа. Применение этого метода в Средней Азии позволило доказать, например, что газы месторождений Бухарской ступени (месторождение Газли и др.) не являются сингенетичными. Они мигрировали из глубоко погруженных отложений Аму-дарьинской синеклизы. Напротив, в Западной Сибири сеноманские газы на севере области (Уренгойское месторождение и др.) образовались практически в пределах подстилающей нижнемеловой толщи, а газокон-деисаты валанжина, очевидно, мигрировали из нижезалегающей тюменской свиты. Существующие представления об очень глубоком (6—7 км) источнике этих газов не подтверждаются.

Таким образом, в органической геохимии сейчас складываются методы, основанные на изучении молекулярных структур и основанные на изотопном анализе, о чем здесь говорилось более подробно. Они позволяют с достаточной степенью надежности выявлять нефтематеринские и газоматеринские породы и исследовать их углеводородный потенциал. Практическое значение новых методов органической геохимии может быть весьма велико, и за рубежом это сейчас хорошо осознается. Любопытно, например, что, если раньше международные конференции по органической геохимии собирали сугубо университетскую и академическую аудиторию, то на последнем, X Международном конгрессе по органической геохимии (Берген, 1981 г.) более трети состава участников было представлено делегатами нефтедобывающих компаний. Осенью 1984 г. в Кувейте состоялся научный семинар ОАПЕК на тему «Источники нефти в арабских странах». ОАПЕК (Организация арабских стран — экспортеров нефти) объединяет страны, производящие около 900 млн. т нефти в год. В центре внимания ее исполнительного аппарата в Кувейте обычно вопросы экономической политики, технологии добычи и транспорта нефти, переработки сырья и т. д., то есть вопросы, отражающие главные аспекты топливно-энергетической ситуации в мире. Примечательно поэтому, что упомянутый семинар, в котором автор принял участие с докладом о советских работах, был целиком посвящен обсуждению проблемы распознавания нефтематеринских пород.

⁴ См.: *Espitalé J. e. a. Methode rapide de caracterisation des roches meres de leur potential petrolier et de leur degre d'evolution.* — *Rev. Inst. Fr. Petr.*, 1977, v. 32, p. 23-42.

Вернемся к вопросу о современной ориентации нефтепоисковых работ на открытие крупных месторождений. Очевидно, что формирование богатой нефтяной залежи требует обильного источника углеводородов. Анализ показывает, что крупнейшие нефтегазоносные бассейны мира непременно содержат в своем разрезе отложения, отличающиеся особо высоким содержанием органического вещества, как правило, сапропелевого типа, которое достигло подходящей для генерации нефти степени созревания. Например, в зоне Персидского залива это келловей-оксфордские отложения (формации Тувайк и Ханифа), в Северном море — киммериджские битуминозные породы и т. д.

Надо сказать, что у геологов-нефтяников никогда не было единства взглядов в оценке нефтематеринской роли подобных богатых органическим веществом отложений, как вообще, так и в упомянутых конкретных регионах. Действительно, в пределах соответствующих бассейнов можно указать залежи и привести геологические аргументы против их генетической связи с названными богатыми органическим веществом отложениями. Характерна в этом отношении недавняя дискуссия о роли органического вещества келловей-оксфордских карбонатов в формировании нефтяных залежей формации Араб на месторождении Гхавар и других гигантских месторождениях Саудовской Аравии⁵.

Представление о том, что для образования нефти необходимы специфические отложения, богатые сапропелевым органическим веществом, было распространено на раннем этапе развития нефтяной геохимии, начиная с работ Э. Потонье и Н. И. Андрусова. Затем, однако, оно сменилось современной осадочно-миграционной теорией нефтеобразования, которая утверждает, что концентрация и тип органического вещества не играют решающей роли. Микронепть образуется из рассеянного в породе органического вещества, являясь в условиях существования биосферы неизбежным продуктом литогенеза. На определенной стадии катагенеза наступает главная фаза нефтеобразования, происходит миграция углеводородов из материнского пласта и скопление их в залежь. При этом нефтегенерирующей может быть, по существу, вся толща отложений, которая находится на стадии литогенеза, отвечающей главной фазе нефтеобразования. Практическое значение этой прогрессивной концепции состояло в том, что она допускала возможность нефтеобразования в широком диапазоне литофациальных характеристик материнских отложений и тем самым обосновывала широкую базу поисковых работ.

Основываясь на соответствующем литолого-геохимическом анализе, можно исключить заведомо бесперспективные территории и оценить возможные запасы и общий характер распределения углеводородов в нефтегазоносном бассейне. Однако роль конкретных нефтепроизводящих отложений при этом затушевывается. Существенно поэтому, что методы органической геохимии позволяют как раз выявить конкретные нефтематеринские породы. В качестве таковых, по-видимому, часто выступают именно наиболее богатые органическим веществом породы. Характерен в этом отношении уже упомянутый результат применения изотопно-фракционного метода в Пермском Прикамье, указавший па доманиковые отложения как наиболее вероятный источник нефти, залегающей и в девонских, и в каменноугольных отложениях.

⁵ См.: *Wilson H. H.* Hydrocarbon habitat in main producing areas, Saudi Arabia.— *Am. Ass. Petr. Geol. Bull.*, 1982, v. 66, N 12, p. 2688; *Brennan P.* Hydrocarbon habitat in main producing areas, Saudi Arabia.— *Am. Ass. Petr. Geol. Bull.*, 1983, v. 67, N 11, p. 2147; *Barker C, Dickey P. A.* Hydrocarbon habitat in main producing areas, Saudi Arabia.— *Am. Ass. Petr. Geol. Bull.*, 1984, v. 68, N 1, p. 108.

Другой характерный пример дает изучение бассейна Северного моря. Уже после многих лет разведки и эксплуатации нефтяных месторождений на шельфе Северного моря удалось установить, применив методы органической геохимии, что основными нефтематеринскими отложениями этой нефтеносной акватории являются богатые органическим веществом верхнеюрские (киммериджские) битуминозные породы. Выполненное затем геохимическое картирование обеспечило успешный прогноз ряда новых крупных месторождений⁶. При этом выявилась важная закономерность: наиболее крупные нефтяные месторождения имеют тенденцию образовываться в той части осадочного бассейна, которая соответствует центральной зоне распространенности нефтегенерирующих отложений.

Утверждение, что богатые органическим веществом отложения являются источником богатой нефти, может показаться тривиальным. Дело, однако, не только в том, что в десять раз более высокое содержание органического вещества может дать в десять раз больше нефти. Из богатых органическим веществом материнских пород первичная миграция углеводородов совершается, по-видимому, гораздо эффективнее. В свою очередь, более плотный углеводородный поток менее подвержен процессам рассеяния, а потому углеводороды полнее аккумулируются в залежь. В результате на порядок более высокое содержание органического вещества может стать причиной в конечном счете на два-три порядка более высокой нефтепродуктивности. Вопросы эти пока недостаточно изучены. Во всяком случае в связи с ориентацией нефтеразведочных работ на поиск крупных месторождений богатые органическим веществом отложения вновь должны привлечь пристальное внимание геологов.

Реализация новых возможностей органической геохимии, отвечающих потребностям современной нефтепоисковой практики, требует решения ряда научных и организационных проблем.

Прежде всего следует отметить, что наиболее практически ценные результаты были получены на основе биогеохимических исследований. Это — замечательное подтверждение плодотворности представлений, введенных в науку В. И. Вернадским. Изучение закономерностей эволюции биосферы, закономерностей биологического фракционирования изотопов, роли живых организмов в процессах диагенетической переработки органического вещества, помимо собственно научного значения, приобретает прямое практическое значение как необходимая основа решения задач нефтегазовой геологии. Соответствующие исследования должны быть широко развернуты.

Геохимическое изучение богатых органическим веществом отложений должно быть перемещено в центр внимания. В частности, важно оценить роль тектонических, палеоклиматических и биогеохимических факторов, которые обусловили распространенность богатых органическим веществом формаций в определенных эпохи и в определенных регионах. Горючие сланцы в этом смысле представляют особый интерес как сырье, так и потому, что при достижении необходимой стадии зрелости их аналоги могли служить нефтематеринскими породами.

Геологическое обслуживание разведочного бурения должно включать в качестве стандартного метода пиролитический анализ органического вещества в шламе. Режим отбора керна должен планироваться с учетом исследований его методами органической геохимии.

⁶ См.: *Bissada K. K. Petroleum generation in Mesozoic sediments of the Moay Firth Basin.— British North Sea Area.— In: Advances in Organic Geochemistry 1981 (Ed. M. Bjoroy e. a.), 1983, John Wiley & Sons, N 4, p. 7—15.*

Необходимо обеспечить развитие инструментальной техники для изотопно-молекулярного анализа, адекватное тем возможностям, которые этот анализ открывает. Здесь уместно привести высказывание видного американского геолога Дж. Винтерса на X Международном конгрессе по органической геохимии: «Сейчас наблюдается взрывной рост геохимических исследований, имеющих целью достичь на новом уровне знания понимание процессов, контролирующих встречаемость, генерацию и сохранение нефти. Эти исследования требуют крупных, очень сложных и дорогостоящих инструментов, компьютеров и многообразного в профессиональном отношении штата. От геологов требуется новая степень понимания значения этих работ, если они хотят получить действительную пользу от капиталовложений. Еще более важно, чтобы высшее руководство осознало и уяснило суть новой технологии»⁷.

УДК 550.4

⁷ *Winters J. C. X Inter. Meeting on Organic Geochemistry. Programme and Abstracts. University of Bergen, Norway, 1981, p. 1.*