

Успехи в развитии
осадочно-
миграционной
теории нефте-
газообразования





V. J. ...

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
ОТДЕЛЕНИЕ ГЕОЛОГИИ, ГЕОФИЗИКИ И ГЕОХИМИИ
Межведомственный литологический комитет

Успехи в развитии
осадочно-миграционной
теории
нефтегазообразования

4023



ИЗДАТЕЛЬСТВО "НАУКА"

Москва 1983

Рассмотрены современное состояние проблемы происхождения нефти и органической геохимии, закономерности размещения горючих ископаемых в недрах земли, вопросы нефтяной региональной геологии и литологии.

Книга дает представление о широких возможностях использования осадочно-миграционной теории нефтегазообразования для решения научных и практических задач нефтегазовой геологии и геохимии.

Редакционная коллегия:

член-корреспондент АН СССР
В.Е. Хаин (ответственный редактор),
Б.А. Соколов, И.А. Назаревич

УСПЕХИ В РАЗВИТИИ ОСАДОЧНО-МИГРАЦИОННОЙ ТЕОРИИ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ

Утверждено к печати Межведомственным литологическим комитетом

Редактор *А.И. Конюхов*, Редактор издательства *И.М. Ерофеева*
Художественный редактор *И.Ю. Нестерова*, Технический редактор *Г.П. Каренина*
Корректор *В.П. Крылова*

ИБ № 27531

Подписано к печати 22.11.83. Т – 21814. Формат 60 x 90 1/16
Бумага для глубокой печати. Печать офсетная. Усл. печл. 16,0 + 0,1 вкл. Усл. кр.-отт. 16,1
Уч.-издл. 20,5. Тираж 700 экз. Тип. зак. 846. Цена 3 р. 50 к.

Издательство "Наука", 117864 ГСП-7, Москва В-485, Профсоюзная ул., д. 90
Ордена Трудового Красного Знамени 1-я типография издательства "Наука",
199034, Ленинград В-34, 9-я линия, 12

Жизнь и деятельность Н.Б. Вассоевича

30 марта 1982 г. выдающемуся советскому геологу-нефтянику, ученому с мировым признанием, доктору геолого-минералогических наук, профессору, заведующему кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ, члену-корреспонденту АН СССР Николаю Брониславовичу Вассоевичу исполнилось бы 80 лет. С именем Вассоевича связаны славные страницы истории отечественной геологической науки. Ему принадлежит заметный вклад как в развитие фундаментальных проблем нефтегазовой геологии и геохимии, стратиграфии, тектоники, литологии, так и в обоснование геологического строения и нефтегазоносности различных складчатых и платформенных районов нашей страны: Кавказа, Закавказья, Средней Азии, Восточной Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока. В своих работах (опубликовано более 530) Н.Б. Вассоевич выступал как глубокий аналитик, исследователь-новатор, широко эрудированный естествоиспытатель-диалектик.

Н.Б. Вассоевич родился 30 марта 1902 г. в Ростове-на-Дону. Его отец, серб по национальности, был телеграфистом. После окончания реального училища во Владикавказе Н.Б. Вассоевич в 1918 г. там же поступает в Политехнический институт, а затем, после переезда в Петроград в 1922 г., продолжает учебу на геологоразведочном факультете Горного института. Его учителями были такие известнейшие геологи, как А.А. Борисяк, Ю.А. Жемчужников, Д.В. Наливкин. В 1924 г., после окончания института и получения звания горного инженера, начинается научная и практическая деятельность Н.Б. Вассоевича, приведшая его к вершинам мировой науки.

Во вторую четверть нашего столетия (1925–1950 гг.) деятельность Н.Б. Вассоевича была связана с изучением геологического строения юга страны. Работая геологом, начальником партии, заведующим лабораторией, руководителем тематических исследований в трестах "Грознефть", "Грузнефть", АзНИИ, ВНИГРИ, Н.Б. Вассоевич много сделал для познания стратиграфии, тектоники, истории развития и нефтегазоносности Азербайджана, Грузии, Дагестана, Краснодарского края, Ферганы, Чечено-Ингушетии. Участие в разноплановых полевых геологических поисково-разведочных и тематических работах, изучение разрезов, геологическая съемка, а также такие личные качества, как большое трудолюбие, прирожденная наблюдательность, научная эрудиция, — все это позволило Н.Б. Вассоевичу прийти к интересным и важным научным и практическим результатам, обогатившим существовавшие в то время представления по геологии и поискам полезных ископаемых в различных регионах.

Интересно, что первая опубликованная им в 1926 г. (совместно с

Н.М. Ледневым) работа была посвящена геологии Махачкалинского района, где было открыто разрабатываемое и ныне нефтяное месторождение. Некоторые важные научные предположения Н.Б. Вассоевича по достоинству были оценены не сразу. Так, взгляды Н.Б. Вассоевича о покровно-надвиговой природе южного склона Большого Кавказа (1940 г.) получили полное подтверждение лишь через 30 лет и используются при поисках нефти в этом регионе. Примером научного предвидения Н.Б. Вассоевича могут служить так называемые катагенетические ловушки, выделенные им и описанные в 1954 г. В настоящее время они являются важным поисковым объектом. Основной же итог этого периода его деятельности — две крупные монографии — "Флиш и методика его изучения" (1948 г.) и "Условия образования флиша" (1951 г.), принесшие автору ученую степень доктора геолого-минералогических наук (1945 г.), звание профессора (1947 г.) и мировую известность. В этих работах впервые была выявлена закономерная последовательность чередования слоев и создана методика их расчленения, корреляции и картирования. Монографии оказали также основополагающее влияние на изучение цикличности осадочных толщ.

Начиная с 1950 г. и в течение последующих 30 лет Н.Б. Вассоевич занимался проблемой происхождения нефти, вначале в качестве заведующего отделом во ВНИГРИ (Ленинград), а с 1963 г. и до последних дней жизни в МГУ, куда он был приглашен заведовать кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета.

Будучи убежденным сторонником органической теории нефтеобразования, Н.Б. Вассоевич являлся одним из самых последовательных и талантливых продолжателей учения академика И.М. Губкина о нефти.

Известность Н.Б. Вассоевичу принесли его исследования в области нефтяной литологии и органической геохимии. Н.Б. Вассоевич последовательно решает целый ряд фундаментальных научных задач, касающихся нефтематеринских свит и их диагностики, типов исходного органического вещества и геолого-геохимических условий реализации их нефтегазоматеринского потенциала, обстановок эвакуации рассеянных углеводородов в пласты-коллекторы и возраста нефти в залежах. Как отметил академик Н.М. Страхов в 1968 г. в своем выступлении при выборах в АН СССР, Н.Б. Вассоевич «глубоко вошел в вопросы геохимии органического вещества, его преобразования в ходе диагенеза, катагенеза и при повышенных температурах. Его концепция о "микронепти", вначале рассеянной в породах, а затем собирающейся в месторождения, его непрерывные и успешные сопоставления между индивидуальными компонентами нефти и индивидуальными компонентами рассеянного органического вещества, соотношений углеводородов с четным и нечетным количеством углерода в углеводородах нефтей и в породах — принадлежат к лучшему, что сделано у нас по вопросам генерации нефти»).

Одна из важных заслуг Н.Б. Вассоевича заключается в том, что он впервые в 1954 г. (в книге "Спутник полевого геолога-нефтяника") увязал нефтегазообразование со стадиями литогенеза нефтематеринских отложений и показал, что процесс нефтеобразования является стадийным (вначале образуется газ, затем нефть, позже газоконденсат и опять газ) и находит отражение в вертикальной зональности размещения скоплений нефти и газа.

Последующее развитие идей о связи литогенеза пород и нефтеносности привело Н.Б. Вассоевича в 1967 г. к созданию фундаментальных представлений о главной фазе нефтеобразования (ГФН), а в 1970 г. — о главной зоне нефтеобразования (ГЗН). Это позволило обосновать и развить современную теорию нефтеобразования, получившую название осадочно-миграционной. Нефтегазоносность осадочного бассейна, рассматриваемого как единая автономная историко-генетическая система, является его свойством, которое определенным образом проявляется на различных этапах его существования.

Осадочно-миграционная теория нефтеобразования дала мощный толчок развитию учения о нефтегазоносности осадочных бассейнов, обогатив его эволюционно-генетическими идеями, а также привела к созданию нового направления оценки нефтегазоносности недр — историко-генетического геолого-геохимического (1971–1981 гг.).

Как у нас в стране, так и за рубежом понятие о ГФН и ретроспективный эволюционно-генетический подход к оценке нефтегазоносности недр получили чрезвычайно широкое распространение и явились одними из важнейших достижений современного развития теоретической геологии нефти и газа.

Разрабатывая коренные вопросы нефтегазовой геохимии и геологии, Н.Б. Вассоевич значительное внимание уделял понятийно-терминологическим вопросам. Им обосновано введение новых терминов и определений, касающихся органического вещества и его типов, стадий катагенеза, нефтегазоносных осадочных бассейнов, цикличности литогенеза и др. (1973–1981 гг.).

Для научного творчества Н.Б. Вассоевича характерно широкое философское осмысливание геологических явлений и процессов. Он разрабатывал и широко пропагандировал системный подход в геологических науках. Наглядным примером использования системного подхода могут служить работы Н.Б. Вассоевича о биосфере, эволюция которой сыграла решающую роль в процессах нефтегазообразования (1976–1983 гг.).

Теоретические проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых Н.Б. Вассоевич разрабатывал на конкретных материалах, получаемых экспедициями ВНИГРИ (Кавказ, Сахалин), а затем МГУ (Кавказ, Средняя Азия, Русская и Западно-Сибирская плиты, Крым, Восточная Сибирь, Дальний Восток). Все теоретические построения Н.Б. Вассоевича находят прямое отражение в практических рекомендациях, излагаемых в отчетах и публикациях по этим регионам. Так, изучение докембрийских отложений позволило дать в 1970 г. аргументированное обоснование их несомненной нефтегазоносности на древних платформах нашей страны. Рекомендации о нефтегазоносности Сахалина нашли подтверждение в открытии новых месторождений нефти и газа.

После переезда в 1963 г. в Москву Н.Б. Вассоевич активно участвовал в подготовке специалистов в области геологии и геохимии горючих ископаемых. Он создал и читал такие курсы, как "Геохимия горючих ископаемых", "Нефтематеринские свиты", "Нефтяная литология". Много внимания уделял подготовке аспирантов и молодых ученых. Учеников Н.Б. Вассоевича можно встретить во всех уголках нашей страны и за рубежом.

Н.Б. Вассоевич был активным организатором и пропагандистом геоло-

гической науки. На посту заместителя председателя Научного совета АН СССР по проблемам геологии и геохимии нефти и газа и члена Междуведомственного литологического комитета АН СССР он являлся инициатором и организатором всесоюзных семинаров, посвященных органическому веществу в современных и ископаемых осадках, диагностике нефтематеринских толщ, нефтегазоносности осадочных бассейнов.

Н.Б. Вассоевич был членом многих ученых советов, комитетов, редколлежий (в том числе зарубежных), участником всесоюзных и международных конгрессов, съездов и симпозиумов.

За выдающийся вклад в отечественную науку Н.Б. Вассоевич в 1970 г. был избран членом-корреспондентом АН СССР, награжден орденами Ленина, Трудового Красного Знамени, "Знак Почета", медалями СССР. Ему присвоено звание "Почетный нефтяник". Он был почетным членом Польского геологического общества.

Николай Брониславович Вассоевич по праву был признанным лидером советских нефтяников, геохимиков и литологов, главой прогрессивного эволюционно-генетического направления нефтегазовой геологии. Он оставил огромное научное наследие, дальнейшее развитие которого будет способствовать прогрессу советской геологической науки и повышению эффективности открытия новых нефтегазоносных областей и месторождений нефти и газа.

Б.А. Соколов

Часть первая

Теория нефтегазообразования

УДК 553.9

Н.Б. Вассоевич

НАУЧНАЯ ОСНОВА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА – ОСАДОЧНО-МИГРАЦИОННАЯ ТЕОРИЯ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ¹

Теория осадочно-миграционного происхождения нефти представляет собой итог многолетних исследований нескольких поколений ученых и практиков – геологов, химиков и геохимиков. Это система господствующая в настоящее время теоретических, обоснованных и проверенных практикой представлений о происхождении нефти, базирующихся на достоверных научных положениях, которые следует назвать *началами* (в том смысле, в каком мы употребляем это старинное русское слово, когда говорим "первое начало Ньютона" или "начало всех начал").

Первое, самое основное начало, представляющее собой неоспоримую научную истину, доказанную огромной суммой взаимоподтверждающихся фактов, можно сформулировать следующим образом: **нефтегазообразование органически связано с литогенезом, осадочным процессом.** Нефть и углеводородные газы – обязательные продукты этого процесса: нефть – детище литогенеза. Это выражение стало крылатой фразой!

Совершенно очевидно, что в правильном наименовании теории нефтеобразования уместно слово "осадочная", что и показано в названии "осадочно-миграционная". В некоторых ответственных изданиях, например в энциклопедиях, нефть, уголь и даже... цемент относят к осадочным полезным ископаемым. Однако это неудачные определения. Язык науки должен быть предельно точным. Отлагается не нефть, а потенциально нефтематеринский осадок, не уголь, а торф, и т.д. А так как без миграции нефтяные месторождения не возникают, то правильнее говорить не просто об осадочном происхождении нефти, а именно об **осадочно-миграционном** [Вассоевич, 1981].

И.М. Губкин говорил, что месторождение нефти не является местом ее рождения. И во многом он был прав. Однако эта закономерность имеет исключения. Одним из новейших и весьма интересных исключений являются залежи нефти (слово "скопления" в данном случае не совсем подходит)

¹ Доклад (в сокращенном виде), прочитанный на Третьих Бродовских чтениях, посвященных 35-летию кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ в ноябре 1980 г.

в баженовской свите Западной Сибири (самые верхи юры и самые низы мела). В основном это битуминозные кремнисто-глинистые породы (тонко-слоистые аргиллиты), названные мною б а ж е н о в и т а м и [Вассоевич, 1973, с. 18–23]. Среднее содержание углеводородистого органического вещества (ОВ) – седикахитов алинового (СК_{ал}) "сапропелевого" типа – составляет 8–12%, поэтому они являются прекрасной нефтематеринской породой. Как показали исследования ряда литологов, пористость баженовитов до вступления их в главную зону нефтеобразования (ГЗН) обычно менее 2%. В ГЗН же, при достижении температуры 110–130°C, баженовиты увеличивают свою пористость до 7–8% вследствие генерации ими флюидов – нефти и газа. С этим связано явление, аналогичное микрогидроэрозиям, но в данном случае говорить о "гидро" можно только в расширенном понимании (как, например, о геологии Луны, Марса и т.д.). Быть может, лучше использовать термин "микрофлюидоразрывы". Разновидности баженовитов, ставшие коллекторами, И.И. Нестеров назвал баженитами. Из них добывают промышленную нефть. В данном случае месторождение нефти – место ее рождения.

Из первого, основного положения теории осадочно-миграционного происхождения нефти о существовании теснейшей зависимости нефтеобразования от литогенеза, осадочного процесса, одним из элементов которого оно есть, вытекает второе положение, которое можно сформулировать так: н е ф т е о б р а з о в а н и е – п р о ц е с с д л и т е л ь н ы й (порядка многих миллионов лет, вплоть до нескольких сот миллионов), м н о г о с т у п е н ч а т ы й. Выделяются две главные стадии и ряд подстадий, подчиненных этапам и градациям литогенеза. Представление о стадийности нефтеобразования было высказано еще М.В. Ломоносовым. Дальнейшее развитие этой идеи связано с именами Д. Уайта (1915 г.) и особенно И.М. Губкина [1953], о чем мы неоднократно писали [Вассоевич, 1952, 1976, 1977]. Нельзя не упомянуть имя В.А. Соколова [1948], которому принадлежит первая схема нефтегазообразования, увязанная со стадиями литогенеза.

Первый, основной этап нефтеобразования можно называть по-разному – и этапом возникновения и созревания микронепти до ее эмиграции из материнской породы (или, как предложил Б.А. Соколов [1980], э в а к у а ц и и микронепти → нефти¹), и эмбриональным (так как он протекает внутри материнской породы). В какой-то мере подошло бы название "этап латентной нефти" (микронепти) и др. Казалось бы, что лучше всего говорить о п р е д ы с т о р и и н е ф т и, но тогда правильнее начинать с седиментогенеза, если не с истории живого вещества в биосфере, дающего начало седикахитам.

Как показали многочисленные исследования в самых различных районах мира, первичный этап становления нефти (точнее, микронепти) охватывает стадии седиментогенеза, диагенеза и начального катагенеза (ПК), включая нередко и часть среднего катагенеза (МК₁–МК₂). С наступлением этих градаций катагенеза благодаря повышению температуры начинается

¹ Можно рекомендовать чаще использовать в качестве условного знака стрелку (→) во всех тех случаях, когда речь идет о переходе одного состояния в другое. В данном конкретном случае имеется в виду, что при эмиграции микронепть становится собственно нефтью.

усиленная битуминизация седикахитов с одновременным образованием новых порций микронепти и углеводородных газов. Этот один из важнейших этапов формирования нефти был назван главной фазой нефтеобразования (ГФН) [Вассоевич, 1967]. Одновременно (или иногда со значительным опозданием) наблюдается эмиграция (эвакуация). ГФН ассоциируется чаще всего с зоной градаций МК₁–МК₃, но вообще может начаться и раньше, даже до наступления МК₁. Все зависит от типа СК и вмещающих пород (например, в кремнисто-глинистых породах кайнозоя на Дальнем Востоке СССР, по данным О.К. Баженовой с соавторами [1979], ГФН начинается уже на градации ПК₃), от скорости погружения нефтематеринских пород и их соотношения с породами-коллекторами, а также от ряда других факторов.

ГФН знаменует собой очень важный этап истории микронепти → нефти и в эволюции осадочно-породного бассейна. Родится нефть, и бассейн становится нефтеносным (часто нефтегазосносным), сохраняя свои границы.

Дальнейшее погружение нефтематеринских отложений ведет сначала к образованию газоконденсата, а затем, в зоне с более высокими температурами (более 150–200°C), к генерации углеводородных газов. В этой зоне, названной главной зоной газообразования (ГЗГ), начинается и постепенно усиливается деструкция седикахитов, в том числе сохранившихся еще в породах остаточных битумоидов и нефти в залежах, — образуются газы (вначале жирные, а затем почти чистый метан) и углеродистое графитоидное вещество. ГЗГ располагается в подзонах катагенеза, отвечающих градациям МК_{4–5} и началу апокатагенеза.

В 1952 г. нами была охарактеризована вертикальная зональность генерации нефти и газа (сверху вниз): газ → нефть и газ → газоконденсат → газ [Вассоевич, 1952]. Естественно, что эта зональность генерации нафтидов обусловила соответствующую вертикальную зональность в распределении их залежей.

Последующие исследования показали, что "нижний", позднекатагенетический газ нередко мигрирует вверх, образуя скопления над нефтяной зоной, а "верхний" газ, особенно древнего образования, утрачивается — уходит в атмосферу.

Поскольку для нефтеобразования нужна определенная температура (в среднем 60–150°C), а она свойственна обычно глубинам от 1,5–2 до 5–6 км (зависит от геотермического градиента), то потенциально нефтематеринские породы должны быть погребенными под отложениями соответствующей мощности. Это осуществляется в осадочных бассейнах (ОБ). Поэтому афоризмом стало утверждение: "Осадочные бассейны — родина нефти" (точнее было бы говорить об осадочно-породных бассейнах [Вассоевич, 1979]).

Мы подошли вплотную еще к одному положению осадочно-миграционной теории, которое хотя органически связано и со вторым и с первым началами, но заслуживает, из-за своей определенной автономности и особой важности, специального выделения в качестве третьего начала. Имеется в виду то положение, которое в 1947 г. И.О. Брод назвал основным условием нефтегазонакопления, а в дальнейшем иногда именовал и законом [Брод, 1947, 1959]. Вот одна из первых его формулировок: "Нефтегазонакопление обуславливается главным образом масштабом и длитель-

ностью погружения рассматриваемого участка земной коры...” [Брод, 1947, с. 598]. До И.О. Брода сходные мысли высказывал в 1941 и 1943 гг. У. Говард, а в 1944 г. — У. Пратт, но еще раньше — И.М. Губкин. В 1934 г. при закрытии геологического совещания по работам на землях треста “Востокнефть” он, будучи тогда руководителем геологической службы нашей страны, сказал: “...зоны глубоких депрессий являются тем местом, где осадки сапропелевого характера погружались на значительную глубину, попадали в особые условия температуры и давления, где процессы разложения органического вещества ... продолжались ... в особо благоприятных условиях для возникновения диффузно-рассеянной нефти” [Губкин, 1953, с. 427]. Читая эти строки, нельзя не согласиться с А.А. Трофимуком и В.С. Вышемирским [1971], что И.М. Губкин вплотную подходил к идее о главной фазе нефтеобразования.

Идеи о нефтегазоносности бассейнов как областей крупного и длительного погружения развил И.О. Брод. В 1978 г. в книге, посвященной 75-летию со дня рождения И.О. Брода, мы предложили назвать его основное условие (закон) законом Губкина—Брода (Губкину принадлежит приоритет в этой догадке, Брод же доказал ее справедливость и сделал гипотезой и достоянием науки). Тогда же был сформулирован закон Губкина—Брода следующим образом: “Родиной нефти являются приуроченные к областям опускания осадочно-породные бассейны, мощность которых обеспечивает вступление наиболее погруженных отложений в зону мезокатагенеза со свойственной ей термобарической обстановкой, стимулирующей реализацию породами своего нефтематеринского потенциала — как в смысле генерации микронепти, так и в смысле ее эмиграции и образования скоплений нефти” [Вассоевич, 1978, с. 58—59].

Обратимся теперь еще к одному началу осадочно-миграционной теории — четвертому. Оно также связано с первым началом: стадийность нефтеобразования обусловила полистадийность, полигенность и полихронность нефти. Она состоит из компонентов, образовавшихся в различное время. Некоторые химические соединения в ее составе возникли еще в телах гидробонтов; некоторые были унаследованы юной микронептью и сохранились при ее созревании. Такие биохимические реликты, или хемофоссилии, в составе нефти (находящейся уже в залежи, т.е. макронепти) суммарно составляют не более нескольких процентов от ее веса. О них можно сказать, если иметь в виду нефть как уже сформировавшуюся систему, что они старше нефти, древнее ее основной массы.

Следующая генерация компонентов микронепти (дающей начало макронепти) происходит на стадии диагенеза в результате микробиальной жизни в илах. Соответствующих биохимических соединений (хемофоссилий) в нефтях (находящихся в залежах) может быть несколько больше, чем реликтов первой генерации, но также относительно мало.

Биохимические реликты в составе нефти как первой (до- и собственно седиментационной) генерации, так и второй, диагенетической, можно называть биогенными в прямом смысле этого слова и датировать возрастом материнских отложений. Большая же часть нефти образуется, во-первых, абиогенным путем, а во-вторых, значительно позже времени отложения нефтематеринских слоев, когда они опускаются в ГЗН. Эти абиогенные

компоненты нефти можно именовать метабιοгенными (мета — древнегреческий префикс, означающий после, за, следование за чем-либо), так как они образовались из изначального биогенного вещества. К ним относятся все те легкие фракции нефти, которые входят в состав бензина и керосина.

Пятое начало теории осадочно-миграционного происхождения нефти можно сформулировать словами Э. Блюмера, В.И. Вернадского и И.М. Губкина. Э. Блюмер, имея в виду рассеянную в глинистых породах нефть, писал, что с ней "дело обстоит так же, как с золотом в морской воде, — она существует в громадных количествах, но распределена слишком диффузно..." [1929, с. 382]. В.И. Вернадский отмечал, что в "битуминозных сланцах", проникнутых углеводородами, содержатся наибольшие массы нефти. "Нельзя объяснить происхождение нефти, оставая в стороне битуминозные сланцы" [Вернадский, 1934, с. 154]. Он справедливо подчеркивал, что "ничтожные жидкие или полужидкие капли или пленки могут при благоприятных условиях собираться в большие жидкие массы. Мы видим значение этого факта, например, в геологической истории нефтей, природных углеводородов".

Нетрудно узнать в этом рассеянном веществе микронефть. Это еще очевиднее в высказываниях И.М. Губкина: "... в диффузно-рассеянном состоянии нефть занимает огромные пространства на земном шаре". При этом он подчеркивал, что "всякая теория ее происхождения должна прежде всего удовлетворить этому условию" [Губкин, 1975, с. 430]. Исследования в послевоенные годы показали, что органическое вещество, или кахиты, является обязательным, большей частью малым (кларк $C_{орг}$ для континентального сектора стратисферы около 0,6%) компонентом почти всех седиментитов. В составе же седикахитов, если только содержащие их породы не подверглись сильному катагенезу, а тем более метабιгенезу (метаморфизму) или, наоборот, гипергенетическому изменению, определенную долю составляют битумоиды, а в их составе — микронефть. Общее ее количество в осадочной оболочке на два порядка больше извлекаемых запасов нефти.

Первоначально многих "пугал" вывод о том, что почти все осадочные породы микронефтематеринские, а следовательно, потенциально нефтематеринские, т.е. обладающие нефтематеринским потенциалом ($\Pi_{нм}$), в конце концов он был признан правильным в принципе, но не без существенных оговорок. Во-первых, нельзя судить о $\Pi_{нм}$ по содержанию микронефти без учета прошлого породы. Малое содержание микронефти в одних случаях может быть обусловлено тем, что породы еще не вступили в ГЗН (как, например, кукурситы Эстонии), а в других случаях — тем, что вся или почти вся микронефть могла эмигрировать (эвакуироваться).

Во-вторых, признавая, что Э. Блюмер не слишком гипертрофировал истинное положение вещей, когда утверждал, что "содержание органического вещества и связанная с ним нефтеносность являются наиболее общими свойствами осадочных пород" [1929, с. 345], мы должны отдавать себе отчет, что хотя спектр микронефтематеринских пород и очень велик, но далеко не все из них могут стать собственно нефтематеринскими. Не все, следовательно, способны обеспечить образование промышленных залежей нефти: одни из-за слишком малого содержания в них СК, и поэтому микро-

нефть → нефть так и остается распыленной в породах; другие из-за невозможности эвакуации микроневфти → нефти вследствие отсутствия или удаленности коллекторов (и не приобретения коллекторских свойств материнской породой, как это имеет место в случае баженовитов → баженинов); третьи, наконец, потому, что породы с достаточно высоким $P_{им}$ еще не вступили в ГЗН и поэтому их потенциал не реализован (эстонские кукерситы).

Так или иначе, но в свете новейших данных нефтеобразование не какой-то особый, требующий специфических условий (к чему первоначально склонялись многие, в том числе В.А. Успенский и О.А. Радченко) процесс, а обычный, достаточно распространенный, как и полагали некоторые советские (И.О. Брод, И.М. Губкин и др.) и зарубежные ученые.

Все упомянутые основные начала осадочно-миграционной теории, а также другие ее положения, проверенные практикой, положены в основу наиболее плодотворного современного метода оценки перспектив нефтегазоносности территорий и акваторий, позволяющего геологам-разведчикам вести поиски новых залежей нефти и газа на научной основе с максимальной эффективностью [Вассоевич и др., 1971].

Название метода историко-генетический геолого-геохимический само по себе подчеркивает некоторые существенные его особенности, но, конечно, не раскрывая всего содержания.

Невозможно переоценить значение правильного метода, базирующегося на наиболее совершенной теории. Хочется напомнить читателю слова гениальных ученых. Леонардо да Винчи справедливо писал: "Изучай сперва науку, а затем уж берись за практику, которая вытекает из этой науки... Кто увлекается практикой, пренебрегая теорией, походит на мореплавателя, который пускается в путь без руля и компаса: он не знает, куда он плывет..."

Д.И. Менделеев был того же мнения: "...практики часто думают, что им нет дела до теории. Это большая ошибка. Особенно видно это в геологических вопросах ... важнейшее дело — добыча нефти — пока в потемках, роют по каким-то приметам, много труда идет напрасно, не знают, куда направиться...". И далее: "...без науки и с нефтью будут потемки..." [1877, с. 325].

Совершенствуя историко-генетический метод, сотрудники кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ берут на вооружение принципы диалектического материализма и обеспечивают системный подход и комплексность (междисциплинарность) и следования. Все рассматривается в развитии, с генетических позиций. Конечно, не легко получить полноценный сплав всех подходов и требований к этому методу, но даже попытки синтеза в этом направлении приносят огромную пользу исследователям.

Метод ставит во главу угла познание всей истории развития данного осадочного бассейна — от момента возникновения до перехода в осадочно-породный (ОБ → ОПБ).

Параллельно производится генетический анализ всех аспектов нефтегазообразования, начиная с попыток пролить свет на характер палеобиоценозов, танато- и тафроценозов, причастных к образованию углеводородистого органического вещества (УОВ), или, по новой терминологии,

кахитов в осадках. Литологи должны уделять внимание диагенетическим и, конечно, катагенетическим изменениям седикахитов, их битуминизации, увеличению содержания микроневфти, ее созреванию, началу эмиграции (эвакуации) и усилению этого процесса во время апогея ГФН.

Для того чтобы можно было сделать выводы, когда и куда могла мигрировать образовавшаяся нефть, необходимы исследования другого типа — литологические и геотектонические. Они должны вестись параллельно, а когда это надо, то и сопряженно с геохимическими. Требуется составление серии карт для отдельных литолого-стратиграфических подразделений, для распределения возможных коллекторов, как первичных (т.е. изначально обладающих пористостью и проницаемостью), так и вторичных (возникающих или в результате появления трещиноватости, или из-за палеокарста и т.д.). Особое внимание при палеогеографических обзорах должно уделяться выявлению зон выклинивания возможных коллекторов.

Аналогичные сведения, хотя бы ориентировочные, необходимы и в отношении пространственного распределения в ОПБ пород-флюидоупоров. При этом надо помнить, что в зависимости от их типа и геологической истории флюидоупоры могут в определенных зонах утрачивать свойства слабой проницаемости. Вообще никогда не следует ничего абсолютизировать, памятуя, что все зависит от времени, места, условий.

Совершенно особое внимание при применении историко-генетического метода обращается на степень катагенетического изменения пород, на выявление первого очага (первичных очагов) газо- и (или) нефтеобразования и на их дальнейшую эволюцию.

Само собой разумеется, что нельзя упускать из виду тектоническую структуру ОПБ. Должны фиксироваться все конседиментационные и другого рода поднятия, разломы и т.д. Важно иметь возможность судить о вероятных путях миграции нефти, образовавшейся во время ГФН, о местоположении и типах ловушек на этих путях. При этом должна быть учтена гидрогеология.

Требования историко-генетического метода исключительно велики. Но они обоснованы. Без их выполнения нельзя повысить эффективность поисковых работ. Конечно, в слабо изученных районах трудно собрать всю необходимую информацию, но ее получение должно быть законом. Надо добиться того, чтобы это осознали и сотрудники нефтегеологических служб, и геологи-разведчики, и преподаватели. Упрощенческому подходу к оценке перспектив нефтегазоносности, к поискам и разведке новых залежей нефти и газа, когда ограничиваются наличием коллекторов, ловушек, иногда признаков нефти, забывая о нефтематеринских породах и вообще о геохимии, должен быть положен конец.

Осадочно-миграционная теория нефтеобразования впитала в себя все то достоверное, что было подмечено, неоднократно проверено, правильно истолковано, систематизировано и поставлено на службу практике за минувшие годы несколькими поколениями ученых и практиков из разных стран, начиная с прозорливой догадки М.В. Ломоносова.

Правильная теория вооружает практиков ценным знанием закономерностей нефтегазообразования. Это, безусловно, великое дело, но теория остается теорией, поскольку закономерности, характеризующие процесс нефтеобразования, выступают лишь как общие тенденции и результат их

действия зависит во многом от конкретной истории каждого данного региона, от совокупности самых разнообразных геологических и геохимических факторов. Познание конкретных особенностей каждого данного района как элемента ОПБ (или его в целом) и составляет основу практической деятельности геологов-нефтяников.

ЛИТЕРАТУРА

Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Карнюшина Е.Е., Конюхов А.И. Особенности нефтеобразования в кремнистых породах. — В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 60–67.

Блюмер Э. Нефтяные месторождения. Основы геологии нефти. М.; Л.: Нефт. изд-во, 1929. 401 с.

Брод И.О. Об основном условии нефтегазонакопления. — ДАН СССР, 1947, т. 57, № 6, с. 595–598.

Брод И.О. Проблема формирования скоплений нефти и газа в свете теории нефтематеринских свит. — В кн.: Проблема миграции нефти и формирования нефтяных и газовых скоплений. М.: Гостоптехиздат, 1959, с. 7–24.

Вассоевич Н.Б. Геология нефти. — В кн.: Спутник полевого геолога-нефтяника. М.; Л.: Гостоптехиздат, 1952, с. 352–383.

Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 135–156.

Вассоевич Н.Б. Нефтегазоносный бассейн — основной элемент нефтегазогеологического районирования изученных территорий. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1970, № 5, с. 13–24.

Вассоевич Н.Б. Основные закономерности, характеризующие органическое вещество современных и ископаемых осадков. — В кн.: Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1973, с. 11–59.

Вассоевич Н.Б. Происхождение нефти. — Вестн. МГУ. Серия 4, Геология, 1975, № 5, с. 3–23.

Вассоевич Н.Б. Понятие о возрасте нефти в связи со стадийностью процесса ее образования. — Сов. геология, 1976, № 2, с. 16–27.

Вассоевич Н.Б. Уточнение понятий и терминов, связанных с осадочными циклами, стадийностью литогенеза нефтегазообразования. — В кн.: Основные теоретические вопросы цикличности седиментогенеза. М.: Наука, 1977, с. 34–58.

Вассоевич Н.Б. Представления И.О. Брода об условиях образования нефти. — В кн.: Современные проблемы геологии нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 1978, с. 51–72.

Вассоевич Н.Б. О понятии и термине "осадочные бассейны". — Бюл. МОИП. Отд. геол., 1979, т. 54, вып. 4, с. 114–118.

Вассоевич Н.Б. К вопросу о наименованиях гипотез и теорий нефтеобразования. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1981, № 3, с. 125–132.

Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Корчагина Ю.И., Соколов Б.А. Историко-геолого-геохимический метод оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов (на примере Среднерусского возможно нефтегазоносного бассейна). — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1971, № 11, с. 56–60.

Вассоевич Н.Б., Гусева А.Н., Лейфман И.Е. Биогеохимия нефти. — Геохимия, 1976, № 7, с. 1075–1083.

Вернадский В.И. Очерки геохимии. М.: Горгеонефтиздат, 1934. 380 с.

Губкин И.М. Избр. соч. М.: Изд-во АН СССР, 1953. Т. 2. 515 с.

Губкин И.М. Учение о нефти. 3-е изд. М.: Наука, 1975. 384 с.

Менделеев Д.И. Основы химии. СПб., 1877. Т. I. 685 с.

Соколов Б.А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М.: Наука, 1980. 244 с.

Соколов В.А. Очерки генезиса нефти. М.; Л.: Гостоптехиздат, 1948. 460 с.

Трофимук А.А., Вышемирский В.С. Академик И.М. Губкин. — Геология и геофизика, 1971, № 6, с. 3–12.

РАЗВИТИЕ ОСАДОЧНО-МИГРАЦИОННОЙ ТЕОРИИ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТИ В ТРУДАХ Н.Б. ВАССОВЕВИЧА

Увеличение объема нефтепоисковых работ в послевоенные годы, связанное с выходом из традиционных старых нефтяных районов страны в новые обширные регионы, требовало повышения качества прогнозирования и эффективности бурения, чего невозможно было достичь без разработки основных теоретических проблем нефтяной геологии, и прежде всего без выяснения условий генезиса нефти и газа и формирования их залежей. В соответствии с решением Министерства нефтяной промышленности с 1950 г. ВНИГРИ начал многолетние обширные геолого-геохимические исследования по изучению условий образования нефти на Северо-Восточном Кавказе и в Волго-Уральской области.

Исследования по генезису нефти на Северном Кавказе возглавил профессор Н.Б. Вассоевич, много лет работавший в этом районе, знавший геологию Кавказа и его нефтяных месторождений. Н.Б. Вассоевич до этого специально не занимался исследованиями в области генезиса нефти, однако эта проблема не была ему чужда. Еще в 1930 г. им была опубликована оригинальная работа по классификации естественных нефтепроявлений, в которой ставился вопрос об их связи с определенными нефтематеринскими свитами. В 1934 г. под редакцией Н.Б. Вассоевича был осуществлен перевод книги "Основные вопросы нефтяной геологии" К. Крейчи-Графа, научные связи с которым продолжались потом долгие годы.

В 1954 г. появились первый отчет Н.Б. Вассоевича о проведенных комплексных геолого-геохимических исследованиях и первые статьи по генезису нефти, которые не потеряли своего значения до сих пор. Исследования Н.Б. Вассоевича были начаты, разумеется, не на пустом месте. Им предшествовали интересные и важные работы Г. Гёффера, К. Энглера, Г. Понтонье, Г.П. Михайловского, Н.И. Андрусова, В.И. Вернадского, А.Д. Архангельского, Э.Р. Лиллея, И.М. Губкина, в результате которых наметился наиболее вероятный вариант сапропелевой теории образования нефти, или теории нефтематеринских свит. Однако большой ясности в вопросах образования нефти тогда еще не было.

Первоочередная задача Н.Б. Вассоевича состояла в том, чтобы разобраться в разнообразии мнений различных исследований, оценить степень аргументированности основных положений.

Никому и ничему не верить, все внимательно и неоднократно проверять — таков был принцип Н.Б. Вассоевича на этом этапе работы. В результате ревизии в качестве наиболее перспективных для разработки были приняты основные положения теории нефтематеринских свит, наиболее полно охарактеризованные И.М. Губкиным с учетом всех предшествовавших работ русских и американских исследователей.

С необычайной скромностью отмечает Н.Б. Вассоевич в отчете 1954 г., что в результате проведенных исследований он пришел к подтверждению основных положений теории И.М. Губкина и осветил лишь только некоторые новые стороны теории нефтеобразования. На самом деле научный

вклад Н.Б. Вассоевича в теорию нефтеобразования уже на этом этапе имел принципиальное значение. В работах И.М. Губкина и других исследователей еще ощущалось значительное влияние идей о валовом превращении какого-то особого органического вещества (ОВ) в нефть, не было ясно, с какой стадией литогенеза связано образование нефти. Многие склонялись к тому, что оно происходит на стадии диагенеза осадков. Не было известно, какой направленностью характеризуется изменение нефтей, возможно ли образование нефти только из концентрированного ОВ или из обычного рассеянного ОВ (РОВ) субаквальных отложений восстановительных и слабовосстановительных фаций.

Методологически очень важным оказалось положение Н.Б. Вассоевича о необходимости рассматривать процессы нефтеобразования и превращения нефтей на фоне стадийности процессов литогенеза. Оно не потеряло значения до сих пор. Благодаря усилиям Н.Б. Вассоевича получило широкое распространение предложенное ранее А.Е. Ферсманом понятие о катагенезе; стадия катагенеза была дифференцирована на подстадии, а затем и на градации.

Оправдалось и другое положение — о РОВ субаквальных отложений как о единственном реальном источнике генерации нефти. Уже в работах 1954—1955 гг. Н.Б. Вассоевич высказал предположение о том, что на начальном этапе катагенеза образуются сначала газы, а затем уже под воздействием повышающейся температуры вследствие распада крупных молекул ОВ возникают нефтяные углеводороды (УВ), в том числе низкомолекулярные, составляющие до 50% любой обычной нефти. По мнению Н.Б. Вассоевича, параллельно с образованием в зоне катагенеза нефтяных УВ (микронепти) вследствие уплотнения пелитовых пород и газообразования происходит эмиграция нефти в резервуары и начинается формирование залежей, усиливающееся в фазы складчатости.

Анализ материалов по геохимии нефтей и связи их состава и свойств с геологической средой позволил Н.Б. Вассоевичу высказать мнение о первичном парафинистом типе нефти, который характерен для катагенной зоны генерации. Поднимаясь к поверхности, нефть испытывает гипергенные изменения до тяжелой и беспарафиновой, а в более глубокой зоне катагенеза — метаморфические превращения. Сейчас все это уже прописные истины, однако в 1954—1955 гг. они вызывали весьма бурную отрицательную реакцию многих крупных специалистов.

Рецензент отчета 1954 г. А.Ф. Добрянский категорически отрицал возможность образования нефти за счет превращения в катагенезе РОВ пород и аккумуляции микронепти. Еще более категорически отвергал он и возможность гипергенного изменения нефтей в приповерхностной (до 500 м) зоне осадочных пород. Концелция Н.Б. Вассоевича о стадийности нефтеобразования и превращении первичных нефтей катагенной зоны при погружении в сторону метанизации, а при подъеме — по пути биодегградации произвела на А.Ф. Добрянского "впечатление чего-то надуманного" и нереального.

Многие в то время считали, что нефтеобразование осуществляется при превращении ОВ на ранней стадии — в диагенезе, поэтому высказанное Н.Б. Вассоевичем положение об абиогенных процессах образования нефти

из РОВ под влиянием повышенной температуры в зоне катагенеза не было сразу принято. Например, В.А. Успенский и О.А. Радченко писали [1954, с. 44]: "Если бы образование углеводородов под действием катагенных факторов происходило в более или менее значительных масштабах, то по мере повышения степени метаморфизма возрастало бы количество углеводородов в органическом веществе пород. В действительности это не наблюдается, а общее содержание битумогенов даже падает в связи с потерей растворимости наименее устойчивыми их компонентами". Что же касается В.В. Вебера и его последователей, то для них в вопросе о ранней диагенетической генерации нефти не было никаких сомнений.

Помимо упомянутых наиболее важных положений, в отчете Н.Б. Вассоевича я недавно с удивлением для себя нашел целый ряд интереснейших фактов и соображений, которые в то время остались незамеченными и забытыми, а много лет спустя были вновь "переоткрыты", в том числе и мною. Оказывается, еще в 1954 г. Н.Б. Вассоевич отметил, что в среднемиоценовых отложениях Северного Кавказа с севера на юг к глубокой части Терско-Каспийского прогиба уменьшается степень битуминозности РОВ пород (β); это он предположил на основе немногих имевшихся в то время данных об увеличивающемся уплотнении пород и возрастающем отжати микроневфти. В 1964–1966 гг. на массовом материале по ряду нефтеносных регионов я "переоткрыл" это положение, искренне считая, что сделал это впервые. Потом аналогичные данные появились у других советских и зарубежных ученых. Интересно, что Н.Б. Вассоевич, всегда богатый новыми идеями и увлекавшийся ими, сам, по-видимому, забыл о своей догадке, а потом, так же как и я, искренне считал, что факт эмиграционного истощения РОВ битумоидом и углеводородами в конце ГФН впервые установлен мною. Конечно, систематических данных, которые позволили бы сделать однозначный вывод, у Н.Б. Вассоевича в 1954 г. еще не было, но тем большее впечатление производит его правильное научное предвидение.

Скорее логически правильным предвидением, чем доказательством, было и другое важное и впоследствии полностью подтвердившееся предположение — об образовании значительного количества нефтяных УВ, в том числе всех низкокипящих, в зоне катагенеза вследствие термолитиза и термокатализа ОВ. Как я понял потом, почти 30 лет спустя, из личных бесед с Н.Б. Вассоевичем, у него было два основания: 1) отсутствие ошутимого количества углеводородов C_3-C_8 в РОВ современных осадков (по данным П. Смита, 1954 г., а потом и других авторов) и 2) наличие залежей легких метановых нефтей в поднадвиговых структурах, формирование которых, исходя из анализа геологических условий, можно было связывать только с аккумуляцией нефтяных УВ на этапе катагенеза, причем не самого раннего. Непосредственные неопровержимые экспериментальные доказательства генерации основной части нефтяных УВ и всех низкокипящих УВ в зоне катагенеза при термической деструкции РОВ нефтематеринских пород появились значительно позже (в 1964–1967 гг.).

В 1955–1956 гг. Н.Б. Вассоевич значительно уточнил свои первоначальные положения, обосновал их новым экспериментальным материалом и высказал ряд новых идей. Он показал качественное отличие нефтяных УВ, образующихся в илах, от УВ в материнских осадочных породах, про-

ходящих стадию катагенеза. На этой основе был сделан вывод о существенной эволюции состава УВ и об образовании основной массы легких нефтяных УВ, составляющих основу нефти, на стадиях катагенеза в результате abiогенных каталитических превращений рассеянного ОВ нефтематеринских пород.

В том же 1955 г. Н.Б. Вассоевичем было обосновано и сформулировано положение о том, что "главный этап миграции нефти из материнских глин в коллекторы падает на стадию катагенеза, и при этом не самого начального". В 1956 г. уточняется, что эмиграция микронефти из материнских пород могла осуществляться в зоне катагенеза при погружении на глубины более 1,5 км. Одновременно Н.Б. Вассоевич отметил, что частичная эмиграция микронефти из материнских пород обуславливает относительное обогащение остаточного битумоида ароматическими УВ.

Как и в других случаях, это положение в большей мере было научным предвидением, чем экспериментально доказанным фактом. Однако сама идея о неизбежности фракционирования битумоида и УВ при первичной миграции их из материнских пород и понятие об остаточном типе битумоидов и УВ оказались весьма плодотворными. И лишь в 1960–1962 гг. мне удалось показать на обширных экспериментальных данных по Предкавказью и Волго-Уральской области, что эмиграция микронефти действительно вызывает значительные сдвиги в составе битумоидов нефтематеринских пород. В результате эмиграционной потери микронефти в битумоиде материнских пород снижается содержание УВ, возрастает относительное количество асфальтово-смолистых компонентов, что в элементном составе выражается в снижении концентрации углерода и водорода и в относительном накоплении гетероэлементов. Балансовый анализ этого явления позволил мне обосновать способ количественной оценки эмиграции микронефти и ввести понятие о коэффициенте нефтеотдачи, или коэффициенте эмиграции микронефти. Общеизвестно, что и поныне это является одним из основных способов количественной оценки процесса нефтеобразования и потенциальных ресурсов нефти на генетической основе. Таким образом, и эта высказанная Н.Б. Вассоевичем идея оказалась исключительно перспективной и получила значительное развитие и использование.

Дальнейшее изучение мною закономерностей распространения следов миграции микронефти и сдвигов в составе остаточных битумоидов в нефтематеринских отложениях подтвердило предположение Н.Б. Вассоевича о том, что массовая первичная миграция и эмиграция нефти в резервуары во многих случаях действительно начинаются в отложениях, испытавших погружение на глубину не менее 1,5–2 км.

Важным этапом в развитии осадочно-миграционной теории образования нефти явилась работа Н.Б. Вассоевича "Образование нефти в терригенных отложениях" [1958], в которой были подведены итоги исследований на Кавказе.

В ней было дано развернутое изложение теории микронефти, показана эволюция микронефти на последовательных этапах литогенеза. В образовании нефти Н.Б. Вассоевич выделяет две основные стороны: 1) формирование первичной автохтонной дисперсной нефти (микронефти) в осадочных горных породах и 2) концентрацию и аккумуляцию в виде микронефти в залежах. Н.Б. Вассоевич показал повсюдность распространения микро-

нефти в осадках и осадочных породах, установил, что ее количество многократно превышало запасы нефти в залежах, оценил суммарную массу битумоидов стратисферы в $n \cdot 10^{13}$. Им приведены серьезные доказательства в пользу доминирующей роли РОВ пород и входящей в его состав микронепти в образовании ее залежей.

Большой интерес представляет составленная Н.Б. Вассоевичем принципиальная схема образования нефти, характеризующая процесс нефтеобразования на фоне роста глубин погружения, увеличения температуры, давления, изменения пористости глинистых пород, стадийности метаморфизма ОВ, развития процесса газообразования и выделения летучих веществ при потере массы РОВ.

Главный этап эмиграции микронепти из уплотняющихся пелитов Н.Б. Вассоевич четко и однозначно связывает со стадией катагенеза, когда "рождаются более легкие углеводороды и когда накапливается много газов". Глубина, на которой осуществляется главный этап эмиграции нефти, по его мнению, может значительно варьировать в зависимости от различных условий. Так, в случае среднего миоцена Северо-Восточного Кавказа она составляла не менее 1,5 км, а возможно, была гораздо больше. В механизме первичной миграции большое значение отводилось растворенной микронепти в газах, генерируемых ОВ. По существу, в работе 1958 г. уже была заложена основа представлений о главной фазе нефтеобразования.

Н.Б. Вассоевич намного раньше других исследователей подошел к правильным представлениям об условиях образования нефти, однако он обогнал свое время и выдвинутые им научные положения всеобщего признания тогда не получили. В докладе оргкомитета Всесоюзного совещания по происхождению нефти "О современном состоянии теории происхождения нефти и задачах дальнейших исследований" (1958 г., авторы И.О. Брод, В.В. Вебер, Д.В. Жабрев, С.П. Максимов, М.Ф. Мирчинк, А.В. Ульянов, В.А. Успенский) отмечалось, что возможны три способа образования УВ в материнской породе: 1) поступление их в осадок из живого вещества исходных организмов; реальность этого источника доказана с несомненностью; 2) биогенное новообразование УВ (кроме метана) из неуглеводородных веществ под действием микроорганизмов и их ферментов; 3) катагенное новообразование УВ (кроме метана). "Этот источник практически никем не отрицается, но значение его некоторыми авторами, по-видимому, несколько переоценивается". Далее авторы доклада заключают: какой из этих трех источников "является основным (ведущим), пока не выяснено". Поскольку даже сам термин "катагенез" был введен в нефтяную геологию Н.Б. Вассоевичем, то, видимо, именно его и имели в виду авторы доклада, называя ученым, переоценивавшим катагенный источник генерации нефтяных УВ. Среди вопросов, требующих решения в дальнейших исследованиях, в том же докладе указывается, что необходимо выяснить, "заканчивается ли цикл преобразования битумов органического вещества в углеводороды нефтяного ряда в стадии диагенеза или продолжается и в стадии катагенеза".

В последующие годы продолжалось обсуждение этих двух альтернативных точек зрения о раннем (диагенетическом) и позднем (катагенетическом) образовании нефти. Многими исследователями (В.В. Вебер, И.А. Юркевич, Н.Н. Ростовцев, Т.А. Ботнева, С.П. Максимов, Н.А. Еременко)

отстаивалась точка зрения о раннем, диагенетическом образовании нефти. Однако накапливались и данные, которые свидетельствовали о поздней, катагенетической генерации основной массы нефтяных УВ.

К 1962 г. по материалам исследований Дж. Ханта, М. Дантона, Х.А. Квенволдена и других можно было утверждать, что в осадках на стадии диагенеза еще не имеется сколько-нибудь существенного количества газообразных и жидких углеводородов C_3-C_8 , но они уже присутствуют в породах, содержащих РОВ, на стадии катагенеза.

Результаты дальнейших исследований Е.С. Ларской и Д.В. Жабрева (1964 г.), А.Э. Конторовича (1964 г.), С.Г. Неручева (1964–1967 гг.), Дж. Филиппи (1965 г.), М.С. Луи и Б. Тиссо (1967 г.) на систематическом экспериментальном материале по разным районам мира подтверждали представления Н.Б. Вассоевича о генерации битумоида и нефтяных УВ в зоне катагенеза с ростом температуры и давления в недрах.

Е.С. Ларская и Д.В. Жабрев, например, уже в 1964 г. писали: "Обширный фактический материал по сравнительно молодым, находящимся на первых этапах катагенеза отложениям служит подтверждением и дальнейшим развитием высказанных ранее (Н.Б. Вассоевич, 1962 г.) предположений о том, что в процессе литогенеза битумы органического вещества облагораживаются и приобретают свойства, близкие к свойствам нефти" (с. 900).

А.Э. Конторович [1964, с. 11] показал, что "основная тенденция в изменении битумоидов по разрезу по мере нарастания метаморфизма органического вещества состоит в увеличении их роли в составе рассеянного органического вещества (от 2–3 до 12–13%), в возрастании содержания хлороформенного экстракта в битумоиде (от 21–22 до 73–78%) и, наконец, в потере хлороформенным экстрактом гетероэлементов... Градиент изменения всех этих величин резко возрастает при переходе от длиннопламенной стадии метаморфизма органического вещества к газовой".

Сотрудниками ВНИГРИ в 1964–1966 гг. также было установлено, что по мере погружения материнских пород в их рассеянном ОВ возрастает количество битумоида, а в его составе – УВ. Вместе с тем было замечено, что начиная с определенной глубины вследствие усиливающейся эмиграции в битумоиде отмечается возрастающая потеря УВ и его концентрация в РОВ значительно уменьшается.

Используя свои данные, а также результаты, полученные другими исследователями, Н.Б. Вассоевич [1967] показал значительное ускорение генерации битумоида и нефтяных УВ в конце прото- и в начале мезокатагенеза при температуре примерно $80-160^{\circ}C$, с которой связано образование основной массы нефтяных УВ, и дал этому явлению наименование главной фазы нефтеобразования (ГФН). Она характеризуется, по Н.Б. Вассоевичу, не только интенсивной генерацией нефтяных УВ, но и значительным развитием первичной миграции путем растворения в воде или в сжатых газах. "При этом микронепфть местами выделяется в отдельную фазу, т.е. превращается уже в собственно нефть, микропроявления которой улавливаются как аллохтонные битумоиды (С.Г. Неручев). Во время главной фазы потенциально-нефтематеринские породы реализуют свои возможности, получая тем самым право именоваться нефтепроизводящими" (с. 147).

Если в 1958 г. еще многие сомневались в самой возможности катагенетического происхождения нефти, то к 1967 г. ситуация явно изменилась и открытие ГФН уже буквально "висело в воздухе". В том же 1967 г. А.Э. Конторович с соавторами выделил "главную зону нефтегазообразования" (ГЗН), т.е. понятие, во многом близкое к понятию ГФН Н.Б. Вассоевича, хотя частично все-таки и ошибочное, поскольку усиление нефтеобразования в ГФН не сопровождается возрастанием интенсивности газообразования, оно, напротив, подавляется на этом этапе. В 1968 г. О.А. Радченко выделила основной этап нефтеобразования и обосновала, что генерация нефтяных УВ в катагенезе обусловлена термодеструкцией полимерлипидных компонентов ОВ.

В 1971 г. А.А. Трофимук отметил, что "условия нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты подтверждают развиваемые Н.Б. Вассоевичем (1967, 1969), С.Г. Неручевым (1962), А.Э. Конторовичем и др. (1967) представления о главной фазе нефтеобразования" (с. 257). В 1973 г. ГФН получила уже признание и за рубежом, в работе Б. Тиссо (Франция). Он отметил, что для новообразования углеводородов необходимо погружение на определенную глубину. Начиная с определенного порога жидкие углеводороды образуются в значительном количестве: это главная фаза образования нефти.

Интересные данные, подтверждающие явление ГФН и характеризующие значительное обогащение материнских пород нефтяными УВ на начальном этапе, а затем резкое уменьшение их количества на завершающем этапе ГФН, появились в работах П. Альбрехта и Т. Уриссона (1969 г.), К. Ле Тран и др. (1974 г.), Д. Диро, Т. Пауэла и Б. Тиссо (1977 г.) и других авторов.

В СССР явление ГФН получило подтверждение в работах А.Э. Конторовича, Т.К. Баженовой, Д.И. Дробота, Ю.М. Шуменковой, А.И. Акрамходжаева, А.А. Карцева, А.А. Трофимука и многих других исследователей.

К настоящему времени представление о ГФН, разработанное Н.Б. Вассоевичем в своей основе еще в 1954–1958 гг. и сформулированное им в 1967 г., получило широкое признание в СССР и во многих зарубежных странах.

Разработанное Н.Б. Вассоевичем представление о ГФН стало основой осадочно-миграционной теории образования нефти. Эта теория, название которой предложено Н.Б. Вассоевичем, является наиболее обоснованным и правильным вариантом современной теории органического генезиса нефти. Она учитывает все современные достижения геолого-геохимических и смежных (биологических и физико-химических) наук. Теория объединяет в логически стройную систему все вопросы, касающиеся биохимических типов исходного ОВ и его накопления в осадках, эволюции ОВ на последовательных этапах литогенеза под воздействием различных геологических факторов (диа-, а затем катагенеза), генерации и миграции образующихся нефтяных ОВ в осадочных бассейнах, истории погружения и развития бассейнов, времени образования нефти и ее залежей.

К вопросу о времени возникновения нефти Н.Б. Вассоевич обратился в специальной работе "Уточнение понятия о возрасте нефти" [1974]. Он подробно рассмотрел, из каких составных элементов складывается понятие о возрасте нефти, и предложил своеобразную формулу, в которую входят

показатели, характеризующие этапы образования нефти: возраст нефтематеринского ОВ, время проявления ГФН, время основной фазы миграции нефти, время формирования ловушки, в которой она аккумулирована, и, наконец, возраст содержащего нефть коллектора. Все это совершенно правильно и полностью должно учитываться при изучении нефтегазоносных бассейнов в целях оценки перспектив их нефтегазоносности. Эта работа Н.Б. Вассоевича имеет большое значение, как содержащая единственно правильный методологический подход к историко-генетическому изучению нефтегазоносности бассейнов.

К сожалению, до сих пор далеко не все исследователи стоят на этих правильных научных позициях. Н.А. Еременко, Т.А. Ботнева, С.П. Максимов, К.Ф. Родионова и другие авторы выделяют, например, огромное количество циклов (и мегациклов) нефтеобразования, называя их по возрасту нефтематеринских осадков. По их представлениям, "во всех случаях интенсивность и масштабы нефтеобразовательных процессов увеличиваются на начальной стадии цикла, достигая максимума при крупном развитии трансгрессии" [Родионова, Максимов, 1981, с. 347]. В этих высказываниях просвечивает явное наследие отвергнутых историей представлений о диагенетическом образовании нефти, хотя сами авторы от них как будто бы отказались. Какое отношение могут иметь интенсивность и масштабы нефтеобразования ко времени развития трансгрессии? Ведь во время трансгрессии происходит только накопление нефтематеринских осадков, а не образование нефти. Само же нефтеобразование, как отмечают авторы, протекает в основном на грациях катагенеза ПК₃–МК₁₋₂, т.е. через десятки, а иногда и через сотни миллионов лет после накопления материнских осадков, а в иных случаях и вовсе не происходит.

Представления Н.Б. Вассоевича о стадийности и времени образования нефти и разработанный им с коллективом сотрудников кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ историко-генетический геолого-геохимический метод, а не упомянутые циклы и мегациклы нефтеобразования определяют единственно правильный метод историко-геологического изучения нефтеносности бассейнов в целях оценки перспектив их нефтеносности.

Открытие ГФН позволило значительно продвинуться вперед в разработке проблемы генезиса нефти и сформулировать основные положения теории осадочно-миграционного образования нефти, получившей широкое признание в СССР и за рубежом.

Проводящиеся в настоящее время на этой основе исследования во многих научных центрах позволили углубить представление о механизме и количественной стороне нефтеобразования. Во ВНИГРИ, например, установлена импульсивность генерации и эмиграции УВ при осуществлении ГФН в баженовской свите Западной Сибири; установлено, что масштаб нефтеобразования был по крайней мере в 2–3 бóльшим, чем это предполагалось ранее всеми исследователями; доказано, что залежи нефти (при затрудненных условиях эмиграции УВ) могут образовываться за счет генерации УВ в породах баженовской свиты на месте, без существенной аккумуляции. Получены новые данные, позволяющие предполагать, что генерация нефтяных УВ в ГФН при массовой термодеструкции полимерлипидных компонентов ОВ может сопровождаться экзотермическим

эффектом. Несомненно, что дальнейшее изучение явления ГФН позволит открыть и новые, неизвестные стороны процесса нефтеобразования.

Открытие явления ГФН позволяет приблизиться к пониманию закономерностей изменения состава нефти в природных условиях. Оно используется при разработке генетической классификации нефтей, для изучения закономерностей формирования и размещения нефтяных месторождений. Уже установлена, например, приуроченность основных месторождений на площади бассейна к зоне проявления ГФН; доказано, что по положению в разрезе основные запасы нефти приурочены обычно к глубокой зоне проявления ГФН и поднимаются несколько выше ее.

Открытое Н.Б. Вассоевичем явление ГФН легло в основу историко-генетического геолого-геохимического метода оценки перспектив нефтегазоносности земель, получившего широкое распространение. Разработанная на основе идеи Н.Б. Вассоевича о составе остаточных битумоидов методика количественной оценки генерации и эмиграции нефтяных УВ на ГФН послужила основой для широко применяющегося в СССР современного варианта объемно-генетического метода подсчета потенциальных ресурсов нефти в новых районах.

Вклад многих ученых в разработку этих вопросов был существен. Однако от начала исследований в 1950 г. и до открытия ГФН при формулировании основных положений осадочно-миграционной теории образования нефти и историко-генетического геолого-геохимического метода оценки перспектив нефтеносности, т.е. на протяжении более 30 лет, ведущая роль Н.Б. Вассоевича и его идей была несомненна. Совершенно очевидно, что и дальнейшие исследования по проблеме генезиса нефти окажутся наиболее перспективными в направлении развития тех основополагающих идей, творцом которых был Н.Б. Вассоевич.

ЛИТЕРАТУРА

Вассоевич Н.Б. О происхождении нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1955, с. 9–99. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 83).

Вассоевич Н.Б. Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба). — В кн.: Вопросы образования нефти. М.; Л.: Гостоптехиздат, 1958, с. 7–220. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 128).

Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 135–156.

Вассоевич Н.Б. Уточнение понятия о возрасте нефти. — ДАН СССР, 1974, т. 219, № 6, с. 1465–1467.

Конторович А.Э. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности в связи с оценкой перспектив их нефтегазоносности. — Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Новосибирск: СНИГИИМС, 1964. 20 с.

Ларская Е.С., Жабров Д.В. О влиянии температуры и давления пластов на состав расseyнного ОВ. — ДАН СССР, 1964, т. 157, № 4, с. 897–900.

Родионова К.Ф., Максимов С.П. Геохимия органического вещества и нефтематеринские породы фанерозоя. — М.: Недра, 1981. 367 с.

Трофимук А.А. Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока в свете данных карты тектоники Евразии. — В кн.: Проблемы общей и региональной геологии. Новосибирск: Наука, 1971, с. 255–259.

Успенский В.А., Радченко О.А. О происхождении нефти. — Нефт. хоз-во, 1954, № 8, с. 35–41.

Tissot B. Vers l'évaluation quantitative du pétrole formé dans les bassins sédimentaires, Revue Assoc. Fr. Tech. Petr., 1973, vol. 222, p. 27–31.

ОБ ИСТОРИИ СТАНОВЛЕНИЯ ТЕОРИИ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ

Все возрастающие трудности открытия новых месторождений нефти — ценнейшего, невозполнимого топливно-энергетического и химического сырья — должны компенсироваться усилением разработки теории поискового дела. При этом важное значение приобретает развитие научных основ происхождения нефти — одной из самых значительных и волнующих проблем в истории геологии. Становление ее современного варианта — осадочно-миграционной теории (ОМТ) связано с именем выдающегося советского ученого Николая Брониславовича Вассоевича. Сейчас, когда принципиальные положения такой теории утвердились как научная истина и возросло ее влияние на стратегию поисков нефти, по-прежнему остается актуальным совершенствование научных основ ОМТ.

История представлений о происхождении нефти. О пользе истории науки сказано много замечательных слов, и главная мысль заключается в том, что только прошлое позволяет оценить настоящее и предвидеть будущее. В области истории геологии выдающиеся работы опубликованы В.В. Тихомировым, Д.И. Гордеевым, Б.П. Высоцким, Н.Б. Вассоевичем, В.Е. Хаиным, А.Л. Яншиным и другими учеными. Периодизация истории представлений о происхождении нефти является сложной, малоизученной проблемой. Из монографических работ можно назвать только американское издание "Sourcebook for Petroleum Geology" [1969] под редакцией Р. Дотта и М. Рейнольдса. В той или иной мере этот пробел восполняется историческими обзорами в публикациях И.М. Губкина (1937 г.), Л.Г. Стадникова (1937 г.), Н.Б. Вассоевича (1967, 1975 гг.), В.Н. Муратова (1970 г.), М.Ф. Дзвеляя (1971 г.), Г.И. Иванова (1973 г.), В.В. Тихомирова (1979 г.), Ю.А. Жемчужникова и А.И. Гинзбург (1960 г.), Б. Тиссо и Д. Вельте (1978 г.), Дж. Ханта (1979 г.). Предлагаемая ниже структуризация истории становления научных концепций рассматривается как один из возможных вариантов.

Преднаучные взгляды античного мира и религиозно-схоластического средневековья — первый период. По свидетельству крупнейших историков и писателей античности Страбона, Плутарха, Аммиана Марцелина и Плиния Старшего, многочисленные проявления на поверхности месторождений нефти были известны в Вавилонии. Нефти и асфальты еще в III тысячелетии до н.э. применялись в медицине, строительстве, а при Навуходоносоре нефть использовалась в Вавилоне для растопки печей. Уже в новоассирийское время (X—VII вв. до н.э.) асфальт служил цементом для кирпичей, из которых построены дворцы Вавилона. Нефть была известна также в Древнем Египте и Индии.

Любопытно утверждение Тацита о том, что древние добывали нефть, высачивающуюся на поверхность Мертвого моря. Специалист по древним языкам А.Л. Вассоевич, исследуя этимологию слова "нефть", установил, что в вавилонских клинописных документах нефть упоминается начиная со старовавилонского периода (XX—XVI вв. до н.э.), и, следовательно,

достоверные истоки слова "нефть" — *parṭu(m)* — восходят к аккадскому (ассиро-вавилонскому) языку, в котором глагол *parāṭu(m)* означал "вспыхивать, воспламеняться" [Вассоевич А.Л., 1978, с. 105]. В шестой книге "Истории" Геродота приведено описание примитивного способа добычи нефти в древней Персии из месторождения Ардерикка: «Асфальт вычерпывают с помощью колодезного журавля, а вместо ведра прицепляют к нему полвинного бурдюка. Погрузив бурдюк, зачерпывают им жидкость и выливают в сосуд. Затем жидкость переливают в другой сосуд, где она разлагается на три составные части. Асфальт и соль тотчас же осаждаются. Масло же... персы называют его "раданак", оно черного цвета с неприятным запахом» [Геродот, 1972, с. 306].

Наивная диалектика античных мыслителей прослеживается в их подходе к материальному миру как к единому целому во взаимосвязи всех его проявлений. Поскольку в этот период отсутствовала дифференциация наук, бесполезно разыскивать истоки учения о происхождении нефти в работах античных философов. Фалес видел первооснову всего сущего (а значит, и нефти) в воде, Анаксимен — в воздухе, Гераклит — в огне¹, Эмпедокл принимал корнями всего четыре начала: огонь, воду, землю и воздух. Зачатки научных сведений мы встречаем у Теофраста, ученика Аристотеля, который выделял среди семи видов минеральных тел "горючие камни".

Во времена религиозно-схоластического средневековья наметились интуитивно-научные догадки о природе нефти. Знаменитый Агрикола (1530 г.) в духе учения Эмпедокла писал, что "битумы (куда он относил и нефть) состоят из смеси Воздуха и Огня, поэтому они являются теплыми и влажными, а уголь — из смеси Земли и Огня, вследствие чего он теплый и сухой" [Тихомиров, 1978, с. 100]. В 1546 г. Агрикола утверждал, что каменные угли представляют собой затвердевшую нефть, о происхождении которой он ничего не говорит.

Возникновение и развитие научных представлений — второй период. Этот период можно подразделить на три этапа: начальный, центральный и заключительный.

1. Начальный этап — Бюффона—Ломоносова. Это было время коренной ломки наивного мировоззрения. Известный специалист по истории геологии В.В. Тихомиров [1978] отмечает, что в первой четверти и середине XVIII в. появились публикации, в которых образование нефти и угля связывалось с посмертной деградацией растений и животных. Одной из первых работ была "Пиритология" И. Генкеля (1725 г.), лекции которого во Фрайбурге слушал М.В. Ломоносов. В 1739 г. академик Российской академии наук, сподвижник Ломоносова Вейтбрехт² написал обширный трактат "О нефти". В 1748 г. появилась книга французца де Малье, для которого "не было никаких сомнений в том, что горючие ископаемые представляют собой производные органического мира" [Тихомиров, 1978, с. 104].

¹ "Этот космос, один и тот же для всего существующего, не создал никакой бог и никакой человек, но всегда он был, есть и будет вечноживущим огнем, мерами загорающимися и мерами потухающим" (цит. по: [Залесский, 1975, с. 15]).

² На эту работу обратил внимание автора А.Л. Вассоевич.

Однако, как отметил В.И. Вернадский [1954, с. 175], "биогенное происхождение нефтей впервые в общей концепции было охвачено мыслью Бюффона к середине XVIII в."

Гениальный русский ученый М.В. Ломоносов высказал прозорливую догадку об образовании нефти в результате подземной перегонки углей: "...выгоняется подземным жаром из приуготовляющихся каменных углей оная бурая и черная масляная материя и вступает в разные расселины и полости" [1763, § 155]. М.В. Ломоносов выдвинул идею дистилляционного варианта органического происхождения нефти. О значении этой работы вдохновенно сказал В.И. Вернадский: "Я не знаю ни одной теории XVIII столетия, которая могла бы быть поставлена наряду с этими воззрениями Ломоносова" [1900, с. 26]. На близких к Ломоносову позициях стояли известные естествоиспытатели Ж. Бюффон, Дж. Геттон, Ч. Ляйель, Г. Абих, Г. Потонье, Д. Уайт и др.

Палеонтолог Ч. Эренберг (1839 г.), открывший диатомовые водоросли в мезозойских отложениях, предположил, что они являются источником нефти и асфальтов. Только в 1865 г. Дж. Уайтни показал, что происхождение битумов Калифорнии связано именно с диатомовым органическим веществом (ОВ). А. Гумбольдт был, по-видимому, первым, кто высказал предположение о неорганическом происхождении нефти при вулканических извержениях. Вслед за ним Д.И. Соколов (1839 г.) говорил об образовании нефти в результате вторичных химических реакций в изверженных породах.

2. Центральный этап — Ньюберри—Менделеева. С середины XIX в. возрастающие запросы капитализма повысили интерес к проблеме происхождения не только нефти и угля, но и горючих сланцев³. В 1859 г. в Пенсильвании (США) Э. Дрейк пробурил первую скважину, давшую приток нефти с глубины 20 м. Это событие ознаменовало рождение нефтяной промышленности. В России такой датой считается 1863 год, когда был получен нефтяной фонтан на Кубани.

Автором антиклинальной теории поисков нефти является Стерри Хант (1843, 1859, 1867 гг.), а ее утверждению способствовали работы Г. Гефера и К. Уайта. Г. Чейнс (1886 г.) распространил антиклинальную теорию и на поиски газовых залежей. С. Ньюберри (1859 г.) развивал представление о смешанном, растительно-животном нефтематеринском ОВ и был сторонником низкотемпературного варианта перегонки нефти из ОВ темных глин. Его сторонник Роджерс (1863 г.) предполагал более высокие температуры. Г. Абих (1863 г.) высказал в принципе верное мнение о том, что нефть образуется из горючих сланцев.

На геологов, занимавшихся проблемой генезиса нефти, сильное влияние оказали опыты К. Энглера (1880 г.), показавшие, что все естественные жиры при перегонке могут быть превращены в смесь углеводородов (УВ), подобных УВ нефти. Источник нефти Энглер видел в животных жирах, допуская массовую гибель животных. В "Естественной истории нефти и ее производных" (1888 г.) Г. Гефер указал на химическую несостоятельность большинства гипотез и на неоправданно широкую экстраполяцию местных наблюдений. Разделяя точку зрения Энглера о массовой

³ Они были главным источником добычи "нефти".

гибели животных, он полагал, что этот тип ОВ является одновременно и газоматеринским, а среди факторов нефтеобразования большое значение придавал брожению.

Великий русский химик Д.И. Менделеев одним из первых обратил внимание на важное практическое значение проблемы генезиса нефти. Под впечатлением опытов французских химиков Бертелло, Биассона и других ученых, показавших, что УВ образуются при некоторых химических реакциях, Д.И. Менделеев провел оригинальные эксперименты, итогом которых стала "карбидная" гипотеза (1876 г.). Ее сущность заключается в допущении существования карбида железа на больших глубинах, проникновения на эти глубины пластовых вод в зоне разломов, образования широкой гаммы нефтяных УВ при взаимодействии H_2O и FeC . Эти исходные геологические и химические предположения в дальнейшем не подтвердились, но работы в этом направлении продолжались.

В 1889 г. В.Д. Соколов выступил с гипотезой о космическом происхождении нефти. Он полагал, что жидкие УВ формировались в период консолидации Земли как планеты прямо из атомов С и Н и затем попали в первичную магму. Это умозрительное предположение не получило в дальнейшем развития, если не считать работ астронома Ф. Хойла (1955 г.), предполагавшего на Венере моря нефти.

3. Заключительный этап – Потонье–Уайта. Г. Потонье, автор классических работ (1904–1920 гг.), посвященных образованию горючих ископаемых, писал в 1904 г.: "Это истина, что и животные и растения, а среди них в первую очередь так широко представленные водоросли, содержат исходный материал для образования нефти. Сапропелевые отложения, по сути фито- и зоогенные образования, являются материнскими породами для нефти" [Potonie, 1920, с. 83]. Одним из первых авторитетно поддержали "сапропелевую гипотезу" Г. Потонье русские геологи Н.И. Андрусов (1906 г.) и Г.П. Михайловский (1906 г.), затем А.Д. Архангельский и И.М. Губкин. Потонье был создателем научной классификации ОВ и первым, кто обратил внимание на высокий нефтематеринский потенциал лейптинитовой группы мацералов углей и углистых пород. Работы Г. Потонье имели прогрессивное значение в значительной мере и потому, что ему удалось синтезировать ряд положений об образовании углей, нефти и горючих сланцев.

К. Крэг (1912 г.) исходил из предположения, что уголь и нефть образуются при изменении идентичного по составу растительного ОВ. В части нефтеобразования эту концепцию экспериментально обосновал Н.Д. Зелинский (1919 г.), а известный геолог-нефтяник К.П. Калицкий (1921 г.) полагал, что нефть образуется *in situ* из морской травы *Zostera*. Д. Уайт [White, 1915] одним из первых целеустремленно искал связь между процессами углефикации и нефтеобразования. Он относил к классическим нефтематеринским отложениям альгинитовые горючие сланцы и богхеды. Д. Уайт выделил две основные стадии преобразования ОВ – биохимическую и динамохимическую, придавая особую роль давлению. Получила развитие его яркая идея ("теория углеродного коэффициента") о том, что степень "метаморфизма" углей является показателем превращенности нефтей и вообще процесса нефтеобразования.

Становление современных теоретических пред-

ставлений — третий период. Его отличает быстрый прогресс в изучении геохимии нефти, основанный на: больших успехах нефтегазодобывающей и угольной промышленности, вызвавших мощный поток информации; научно-технической революции в естествознании; достижениях в смежных направлениях науки; создании высокоэффективных методов исследования, позволяющих проникнуть на молекулярный и атомарный уровни изучения нефти и рассеянного ОВ; коллективности в разработке теоретического знания. Среди новых методов исследования выделяются микроспектрофотометрический, изотопный и др. Характерными признаками периода являются начавшаяся смена понятийно-терминологической базы науки и стремительная дифференциация знания о нефти.

1. Начальный этап — Вернадского—Губкина. Новую главу в изучении происхождения нефти открыли выдающиеся исследования А.Д. Архангельского (1920—1928 гг.). К важнейшим показателям нефтематеринских пород (НМП) он относил высокое содержание $C_{орг}$ (более 2%) и резко-восстановительные условия среды диагенеза. Позднее аналогичные работы были выполнены в США (P. Trask, 1932 г.; P. Trask, R. Patnode, 1942 г.). Убедительным доказательством органической теории стало открытие в нефтях, асфальтах, озокеритах и битуминозных породах порфиринов (W. Treibs, 1934 г.).

В работах В.И. Вернадского приведены глубокие наблюдения: "Нефть, каменный уголь, торф, битуминозный сланец зарождаются в своих соединениях еще в организмах" [1934, с. 164]; "Нефть и уголь являются разными членами единого природного процесса" [1954, с. 169]. Созданная Вернадским биогеохимия легла в основу разработки современных представлений о горючих ископаемых. Для познания генезиса нефти полностью сохраняет значение мысль В.И. Вернадского [1934, с. 154]: "Можно отметить два типа месторождений для больших скоплений нефти: 1) скопление в осадочных породах; 2) проникновение углеводородами битуминозных сланцев. Оба типа могут рассматриваться как части одного и того же явления. Нахождения в сланцах содержат наибольшие массы нефти. Это часто забывается. Нельзя объяснить происхождение нефти, оставляя в стороне битуминозные сланцы".

И.М. Губкин, выдающийся геолог-нефтяник, в фундаментальном руководстве "Учение о нефти" [1975] развил сапропелевую гипотезу Г. Потонье. Он отмечал, что образование нефти — процесс длительный, развивающийся стадийно (рис. 1). В.И. Вернадский, А.Д. Архангельский и И.М. Губкин подняли учение о происхождении нефти на качественно новую ступень.

Идея генетического родства угля, нефти, асфальтов и горючих сланцев получила развитие в трудах Г.Л. Стадникова (1933, 1937 гг.), который рассматривал "теорию растительного происхождения нефти как единственно научно обоснованную" [1937, с. 571]. Он правильно отмечал, что "только рассмотрение условий образования решительно всех видов горючих ископаемых" [Там же, с. 579] может решить проблему стадийности нефтеобразования. Однако у Г.Л. Стадникова были и ошибочные предположения, в частности о том, что нефти являются продуктом восстановления асфальтов (обязанных происхождением захороненным остаткам водорослей) на дне солоноватоводных бассейнов, но с непременным участием ювенильного водорода.

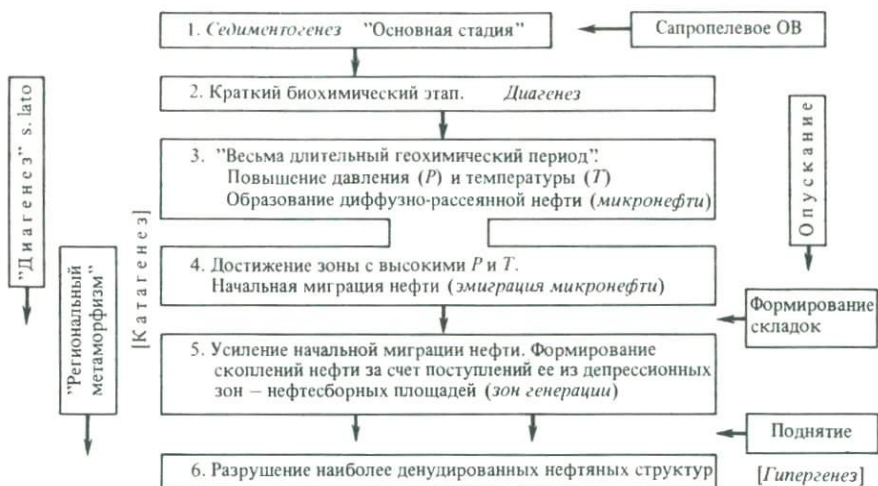


Рис. 1. Схема стадийности нефтеобразования (включая и разрушение залежей), составленная Н.Б. Вассоевичем по данным И.М. Губкина

Завершающей стадией начального этапа явились 40-е и начало 50-х годов. В 1948 г. выходят в свет "Очерки генезиса нефти" В.А. Соколова, в которых аргументируются положения об образовании нефти в результате длительного стадийного процесса в зоне достаточно высоких температур, глубин 1,5–6 км и под влиянием термокатализа¹. Капитальный труд А.Ф. Добрянского (1948 г.) "Геохимия нефти" – важная веха в становлении правильных представлений о химической стороне нефтеобразования. Одно из основных положений А.Ф. Добрянского – о термокаталитическом превращении керогена сапропелитов сначала в богатые кислородом асфальты и мальты, а затем в нефть не подтвердилось. В то же время альтернативная идея В.А. Успенского и О.А. Радченко (1947 г.) о первичной нефти, легкой по составу, и об асфальтах как о продукте гипергенного изменения нефтей оказалась верной.

В замечательном справочном издании "Спутник полевого геолога-нефтяника" [1954] Н.Б. Вассоевич впервые изложил принципиальную схему привязки основных вех процесса нефтеобразования к стадиям литогенеза. Один из крупнейших геологов – И.О. Брод (1947, 1952 гг.), развивая взгляды И.М. Губкина и У. Пратта, убедительно показал, что длительное и устойчивое погружение того или иного участка земной коры является основным условием нефтегазоаккумуляции. И.О. Брод, автор плодотворной концепции о нефтегазоносных бассейнах, много сделал для геологического обоснования "органической теории". Н.Б. Вассоевич [1978] удачно сформулировал закон развития процесса нефтеобразования в осадочных бассейнах, по праву назвав его законом Губкина – Брода: "Родины нефти являются приуроченные к областям опускания осадочно-породные бассейны, мощность которых обеспечивает вступление

¹ Взгляды В.А. Соколова разделялись немногими: в это время господствовали представления о раннем, диагенетическом этапе главного нефтеобразования.

наиболее погруженных отложений в зону мезокатагенеза со свойственной ей термобарической обстановкой, стимулирующей реализацию породами своего нефтематеринского потенциала — как в смысле генерации микро нефти, так и в смысле ее эмиграции и образования скоплений нефти” (с. 59).

П. Смит (1952 г.) впервые установил присутствие углеводородов в современных осадках, однако он неверно оценил масштабы этого явления, полагая, что нефть образуется только в них. В это же время в СССР под руководством В.В. Вебера были проведены исследования современных осадков Черного и Каспийского морей.

2. Центральным этапом — Вассоевича—Тиссо. В последние два десятилетия широко распространились физические и химические исследования седиментитов (ОВ осадочных пород) и нефтей на молекулярном и атомарном уровнях. Стремительно растущий поток информации превысил знания об их составе и особенностях, полученные за всю предшествующую историю изучения. Перечень только основных публикаций за 1960—1981 гг. включает более 1700 названий. В данной работе, конечно, нельзя подробно охарактеризовать успехи даже ведущих научных школ¹. Основное внимание уделено осадочно-миграционной теории нефтеобразования (ОМТ) Н.Б. Вассоевича. Крупнейший советский геолог-нефтяник, признанный лидер мировой науки в этой области, недавно скончался, и сейчас время начать осмысливание его богатейшего творческого наследия. ОМТ и ее рациональное зерно — стадийность в развитии процесса нефтеобразования, где особое значение Н.Б. Вассоевичем придавалось впервые установленной им главной фазе нефтеобразования (ГФН), признаны многими ведущими учеными: советскими (А.М. Акрамходжаев, С.Н. Белецкая, А.А. Геодекян, В.В. Иванов, М.К. Калинин, А.Э. Конторович, Ю.И. Марьенко, С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, Е.А. Романкевич, А.А. Трофимук, В.А. Успенский и др.), французскими (Б. Альперн, Ж. Деру, Б. Дюран, А. Комба, Дж. Коннан, К. Ле Трен, Б. Тиссо, Ж. Эспиталь и др.), американскими (Н. Бостик, П. Дикей, У. Доу, Дж. Кастаньо, Р. Леплант, Т. Пауэлл, Дж. Филиппи, Дж. Хант, А. Худ и др.), учеными ФРГ и Австралии (Д. Вельте, Ж. Демезон, К. Корнелиус, К. Крейчи-Граф, Д. Лейтхойзер, М. Тайхмюллер, М. Шиббаока и др.), Болгарии (В. Велев, В. Вычев и др.), ГДР (Р. Мейнхольд, Л. Гиндорф, Х. Пётц) и ряда других стран.

К 60-летию Октябрьской революции Академия наук СССР выпустила книгу “Октябрь и наука”. Ее авторы — крупнейшие ученые СССР. Академик-секретарь Отделения геологии, геофизики и геохимии АН СССР Б.С. Соколов отнес к числу достижений советской геологической науки “разработку геохимических основ осадочно-миграционной теории происхождения нефти и обоснование представления о главной фазе нефтеобразования (Н.Б. Вассоевича)” [Соколов, 1977, с. 505].

Название “осадочно-миграционная теория образования нефти” впервые появилось в двух статьях Н.Б. Вассоевича, опубликованных в 1967 г. Он

¹ Частично этот пробел восполнен обзорами по проблеме в известных работах Н.Б. Вассоевича (1967, 1968, 1975 гг.), Н.А. Еременко (1968 г.), М.К. Калинин (1964, 1970 гг.), А.Э. Конторовича (1976 г.), А.Я. Кремса (1964 г.), Р. Дотта (Dott, 1969 г.), Г. Чилингара (Chilingar et al., 1976 г.), П. Физакерли и Л. Скотта (Phizackerley, Scott, 1978 г.), Б. Тиссо и Д. Вельте (Tissot, Welte, 1978 г.), Дж. Ханта (Hunt, 1979 г.).

следующим образом определял целесообразность такого наименования своего наиболее разработанного и всесторонне аргументированного варианта "органической" теории: термин "органическая" отличается двусмысленностью, семантической неопределенностью, «а после того, как было установлено, что большая часть нефти образуется абиогенным ("неорганическим") путем, он стал еще менее определенным» [Вассоевич, 1979, с. 114]. Поэтому название "осадочно-миграционная" лучше всего отражает сущность генетической природы нефти: ее связи с осадочным процессом – литогенезом, протекающим в осадочных (осадочно-породных) бассейнах, и то обстоятельство, что нефть в залежах, за очень редким исключением, всегда вторична, всегда мигрировала из материнских отложений в породы-коллекторы. Нефть – это жидкие гидрофобные продукты термоллиза и (или) термокатализа углеводородистого ОВ, захороненного в осадочных породах. В развитии процесса генерации нефти Н.Б. Вассоевич выделял (1975–1977 гг.) три этапа, подразделяющиеся на ряд стадий, каждой из которых свойственны свои генерации УВ и свои предшественники этих УВ в составе керогена.

а. Предварительный этап начинается со стадии седиментогенеза, когда на пути от фотического слоя Мирового океана до образования рыхлого текучего осадка, связанного естественно-энергетическим обменом с придонными водами бассейна, могут произойти значительные потери в массе захороняющегося ОВ. В результате формируется богатый или бедный его нефтематеринский потенциал, определяющийся главным образом количеством и качеством сидикахитов и, кроме того, минеральным составом осадков, соленостью бассейна седиментации и активностью сапрофитных микроорганизмов. Для этой стадии характерны биогенные УВ, образовавшиеся как в тканях самих организмов, так и в выделяемых ими метаболитах, попавших затем в водную среду бассейна седиментации и в недавно сформированный осадок, – это самая ранняя генерация юной микронефти.

б. Следующий, диагенетический этап нефтеобразования развивается в процессе превращения осадка в осадочную породу. Он начинается непродолжительным биоокислением нефтематеринского ОВ в условиях вначале аэробного¹, затем анаэробного диагенеза, кардинально меняющего состав и содержание органической субстанции осадков.

Важной вехой в развитии процесса является гумификация сидикахитов – биохимическое зарождение энергоемких конденсированных соединений при трансформациях комплексов, содержащих аминокислоты и сахара. В зоне бактериальной переработки ОВ могут накапливаться полимерлипоидины благодаря устойчивости этих компонентов ОВ при биоокислении и значительному вкладу липидов отмирающей сапрофитной микрофлоры. Здесь преобладают твердые УВ (C_{15+} высш.); УВ от C_2 до C_{10} практически отсутствуют. После затухания биохимических процессов в последующей диагенетической истории ОВ вероятно незначительная генерация УВ при гумификации и битуминизации.

На протокатагенетической стадии развивается длительная постепенная дифференциация геополимеров ОВ, становящихся химически все более

¹ Возможны условия, когда этап окислительного диагенеза отсутствует, как, например, в зоне сероводородного заражения в Черном море (Е.А. Романкевич, 1977 г.; Н.В. Логвиненко, 1980 г.).

инертными в условиях слабого проявления геологических факторов, в первую очередь низкотемпературных термоллиза и термокатализа. Процесс новообразования УВ протекает сначала медленно, но к концу стадии заметно усиливается. Для ОВ нефтематеринских пород протокатагенеза показательны: постепенное уменьшение доли гуминовых и фульвовых кислот; уход карбоксильных групп и разрушение гетероатомных связей; выделение первых порций тяжелой по составу микронефти, богатой смолами и асфальтенами. Высвобождаются также отдельные структурные звенья полициклических и циклоароматических ядер и алифатических цепей, богатые гетероэлементами. Все еще не ясно, приводит ли эта генерация микронефти к формированию промышленных залежей нефти.

в. Главный этап в развитии рассматриваемого процесса был назван Н.Б. Вассоевичем (1967 г.) главной фазой нефтеобразования (ГФН), а зона осадочного бассейна (градации МК₁–МК₃), в термобарических условиях которой проявляется ГФН, получила наименование главной зоны нефтеобразования (ГЗН). Здесь одновременно или с некоторым отставанием от интенсивного процесса генерации жидких УВ, входящих главным образом в состав бензиновой и керосиновой фракций нефти, развивается десорбция микронефти от ОВ и минеральной части материнской породы и ее эмиграция путем растворения в отжимаемых внутрипоровых водах, содержащих СО₂ и углеводородные газы (УВГ), образующиеся вместе с микронефтью. Это важнейшее событие в истории нефтеобразования освещено в публикациях Н.Б. Вассоевича (1967–1981 гг.), который отмечал, что длительное погружение ОПБ приводит к развитию ГФН сначала в зоне наибольшего опускания (и прогрева отложений), а затем постепенно охватывает все более широкую зону или возникает в другом очаге проявления ГФН. Происходит центробежное расширение ГФН. Впереди ее волны идет волна протокатагенетического газообразования и формирования скоплений "сухого" газа. Вслед за перемещающейся ГЗН движется нижняя главная зона газообразования (ГЗГ).

Начало ГФН фиксируется в зоне ПК₃–МК₁ по быстрому увеличению выхода ХБ "А", содержания в нем масляной фракции и УВ. ГФН достигает апогея в зоне МК₂, далее интенсивность генерации жидких УВ падает, и к градации МК₄ нефтематеринский потенциал ОВ в основном исощается. По ориентировочным расчетам (С.Г. Неручев, Н.Б. Вассоевич, Н.В. Лопатин, 1976 г.), генерация микронефти рассеянным ОВ алинового типа достигает максимума в зоне МК₂, где около 4% исходного ОВ превращается в жидкие УВ, а уменьшается как в зонах ПК₃ (около 1%) и МК₁ (2%), так и в зоне более сильного катагенеза: МК₃ – 1,7%, МК₄ – МК₅ – суммарно 0,5% исходного ОВ.

Во время ГФН в составе нефтематеринского ОВ наблюдается уменьшение содержания n- и изоалканов и некоторых ароматических соединений. Исчезают полициклические и нафтеноароматические структуры, отмечается раскрытие насыщенных циклов. При этом "практически вся сумма липидных компонентов керогена преобразуется в подвижные продукты, которые переходят в категорию миграционных форм органического вещества. Оставшиеся гумоидные элементы структуры, концентрируясь, образуют полициклический скелет, по составу, свойствам и дальнейшему катагенетическому поведению подобный типичному гумусовому материалу" [Успен-

ский, 1977, с. 13]. Главная тенденция эволюции ОВ на главном этапе – образование в возрастающих масштабах УВ легкого и среднего молекулярного веса, и прежде всего низкомолекулярных алканов. Среди продуктов генерации доминируют легкие *n*-алканы, при этом нивелируется преобладание нечетных *n*-алканов.

Б. Тиссо и Д. Вельте (1978 г.) анализировали распределение алканов на различных этапах эволюции керогена в трех типичных нефтегазоносных бассейнах: 1) в горячем сланце Грин Ривер (P_2) из бассейна Юинта (тип керогена $СК_{ал}$); 2) в черных "бумажных" сланцах – тоар Парижского НГБ ($СК_{ар-ал}$); 3) в верхнемеловых глинах бассейна Дуала ($СК_{ал-ар}$). В первом и третьем случаях нефтематеринские отложения в глубокопогруженных частях бассейна прошли ГЗН, а во втором еще не вышли из нее.

В богатейшей по нефтематеринскому потенциалу ($\Pi_{нм}$) свите Грин Ривер у порога главного этапа содержание *n*- и изоалканов составляет соответственно 20 и 13 мг/г $C_{орг}$ (по расчетам автора, $\Sigma_{n+изо} = 15$ кг/т ОВ, или 1,1 кг/т породы); в зоне максимума ГФН их значения составляют соответственно 117 и 65 мг/г $C_{орг}$ ($\Sigma_{n+изо} = 153$ кг/т ОВ, или 10 кг/т породы) и к концу главного этапа – 15 и 10 мг/г $C_{орг}$ ($\Sigma_{n+изо} = 40$ кг/т ОВ, или 1,7 кг/т породы). В бассейне Дуала, где в верхнемеловой глинистой толще обнаружено рассеянное ОВ смешанного типа, но с явным преобладанием континентального угольного ОВ, масштабы генерации *n*- и изоалканов в зоне максимума ГФН составляют только 28 мг/г $C_{орг}$ для *n*-алканов и 15 мг/г для изоалканов. Пересчеты показали, что $\Sigma_{n+изо}$ не превышает 0,4–0,6, а *n*-алканов – 0,1–0,3 кг/т породы [Лопатин, 1983].

Данные по баженовской свите Западно-Сибирского мегабассейна ($СК_{ар-ал}$) дополняют эти материалы. В зоне MK_2 содержание *n*- и изоалканов достигает 2–3 кг/т породы, в начале ГФН оно составляет 0,6–1,2. К завершению главного этапа в нижнемеловой глинистой толще Западно-Канадского бассейна сумма *n*- и изоалканов в $СК_{ар}$ не превышает 0,3–0,4 кг/т породы, а *n*-алканов – 0,1 кг/т породы [Лопатин, 1983].

Чем дальше развивается процесс генерации нефти, тем меньше остается в ОВ изопреноидов, а к концу ГФН они практически исчезают. В то же время возрастает содержание собственно ароматических УВ ряда бензола, нафталина и фенантрена, а также нафтеннов. В период ГФН у $СК_{ал}$ содержание ароматических УВ достигает 40–50 мг/г $C_{орг}$, у $СК_{ар-ал}$ – 40, у $СК_{ал-ар}$ – 25. Размеры образования нафтеннов значительно больше – соответственно 83, 78 и 43 мг/г $C_{орг}$. К концу ГФН масштабы генерации легкой ароматики и нафтеннов резко падают. В керогене они постепенно замещаются более устойчивыми соединениями нафталинового и фенантренового рядов. Для циклоароматических и ароматических компонентов молекулярный вес уменьшается с увеличением степени катагенеза в связи с потерей циклическими структурами боковых цепей. В циклоалканах (нафтеннах) и циклоароматических соединениях наблюдается уменьшение молекулярного веса с глубиной из-за термкрекинга 4–5-кольчатых молекул. К завершению главного этапа и в области более сильного катагенеза в ОВ резко падает содержание алифатических групп CH_2 , CH_3 (образование УВ), исчезают С-О (образование CO_2 и H_2O) и господство переходит к ароматическим молекулярным группировкам.

После ГФН, кульминационного этапа в цикле нефтеобразования, когда нефть, эмигрируя из материнской породы, выходит из породившего ее цикла литогенеза, наступает *постумный*, или завершающий, этап (Н.Б. Вассоевич, 1977, 1981 гг.). В начале этого этапа циклические структуры керогена теряют боковые цепи, исчезают полициклические и циклоароматические компоненты, резко возрастает степень ароматичности углерода и число собственно ароматических структур классов бензола, нафталина и фенантрена. Термокрекинг приводит к разрыву самых стабильных связей С-С. Наряду с компонентами ОВ деструкции подвергаются жидкие УВ. В зоне МК₄–МК₅ рассеянное ОВ алинового типа еще генерирует низкокипящие УВ ряда С₅–С₁₀ существенно алифатического состава [Конторович, 1976; Hunt, 1979] и "жирные" газы С₂–С₄. В этот период [Конторович, Трофимук, 1976] из 1 т рассеянного ОВ типа СК_{ар} дополнительно эмигрирует 6–7 кг битумоидов, в составе которых примерно 20% насыщенных и 60% нафтеново-ароматических УВ. При этом четко проявляется закономерность Неручева: в связи с резким преобладанием эмиграции жидких УВ установлено быстрое уменьшение в рассеянном ОВ доли битумоидов, а в их составе – содержания УВ, смол и асфальтенов; в элементном составе ОВ уменьшается содержание С, Н и временно повышается доля гетероэлементов. В известной схеме вертикальной зональности образования УВ это зона "жирного" газа и конденсата (по Н.Б. Вассоевичу, Ю.И. Корчагиной, Н.В. Лопатину и В.В. Чернышеву, 1969 г.).

Некоторые перспективные направления развития осадочно-миграционной теории. Стадиальный анализ нефтеобразования оказал большую пользу при разработке осадочно-миграционной теории (ОМТ), которую по праву следует именовать "теорией Вассоевича". Ряд важных идей ее дальнейшего развития и совершенствования был высказан самим Н.Б. Вассоевичем. Так, большую роль отводил он творческому применению современных методологических подходов и принципов к изучению нафтидогенеза: "В настоящее время полноценность изучения любой проблемы немислима без системного подхода. Он требует исследования явлений (реалий) с точки зрения их целостности, структурности и иерархичности, а также взаимосвязи с окружающей средой" [Вассоевич, Лопатин, с. 77]. Анализ вещественно-энергетических потоков и взаимодействий элементов системы "осадочно-породный бассейн" на различных уровнях и на разных стадиях – одно из полнокровных направлений развития ОМТ. При этом, конечно, возникает необходимость разработки информационно-логической системы, построения информационных и организационно-функциональных моделей, программного обеспечения и т.д.

Н.Б. Вассоевич и М.Г. Бергер [1981] обратили внимание на актуальность исследований в соответствии с системным принципом экологичности, указывающим на взаимосвязь и взаимозависимость геологического объекта (геогенерации, нефтематеринской свиты, слоя, пласта, седикахитов, молекулярных группировок ОВ, атомов и изотопов С, Н, О, N, S) и окружающей его среды, на взаимодействие внутренних и внешних факторов, определяющих развитие системы "осадочно-породный бассейн" в направлении главного этапа генерации нефти.

Большой вклад внес Н.Б. Вассоевич в совершенствование понятийно-терминологического аппарата ОМТ, добиваясь предельной точности ее

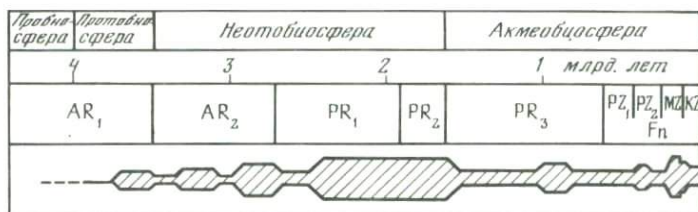


Рис. 2. Филогенетический порядок и условные масштабы накопления нефти [Лопатин, 1981]

языка. Теперь широко известны системы терминов, характеризующие катагенетическую стадию осадочного породообразования (ПК₁₋₃, МК₁₋₅, АК₁₋₄), все углеводородистые соединения (кахины), природные смеси кахинов (кахиты), кахиты в осадочных породах (седикахиты) и почвах (педокахиты), основные категории седикахитов (алфины, алцины, амикагины, арконы) и др. Работы в этом направлении еще далеко не завершены.

Важно осмыслить эволюцию процесса нефтеобразования и контролирующую его текто- и литогенез с позиций диалектического материализма, и в первую очередь с позиций универсального закона природы – отрицания отрицания. В статье Н.Б. Вассоевича и М.Г. Бергера [1981] верно концентрируется внимание на необходимости совместного использования отмеченных выше принципов, синтеза их в качестве единого, внутренне цельного методологического подхода при анализе геологических явлений.

Другим перспективным направлением развития ОМТ являются исследования филогении нефти, основанные на реконструкциях исторического разворачивания нафтидогенеза от катархея к фанерозою на фоне эволюции биосферы и других планетарных геологических событий. Об истории процесса и особенностях его проявления в позднем архее – раннем, среднем протерозое почти ничего не известно. Между тем этот самый длительный этап в истории нефти отличался постоянством прокариотической доминанты материнских экосистем, отсутствием трофических уровней в пелагиали и связанных с ними потерь массы ОВ, большим нефтематеринским потенциалом исходной биоты, отсутствием или слабым развитием окислительных процессов и вследствие этого чрезвычайно высоким коэффициентом fossilization ОВ в осадках, благоприятными условиями для формирования мощных осадочно-породных бассейнов – родины нефти, относительно высокой "скоротечностью" наступления ГФН, обусловленной аномально высоким тепловым прогревом недр. Все это вызвало колоссальное накопление нефти (рис. 2) и горючих сланцев, значительно превосходившее их ресурсы в отложениях фанерозоя. Многие свидетельства образования нефти в древнейших осадочных бассейнах безвозвратно утрачены – для обоснования исторических реконструкций такого рода необходим широкий творческий поиск.

Можно определенно говорить об актуальности разработки объединяющего начала ОМТ, т.е. системы принципов и законов, или аксиоматического ядра. Само явление эволюции нефтеобразования в осадочных бассейнах изучено достаточно полно, но законы развития нафтидогенеза, количе-

ственные соотношения масштабов генерации микронейфти в зависимости от нефтематеринского потенциала ОВ и степени его реализации в катагенезе, в стадии литогенетического изменения отложений и т.д. требуют строгого определения. С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, П.А. Трушков (1981 г.) придадут особое значение поискам количественных связей между глубиной зональностью катагенеза рассеянного ОВ и нефтеобразованием. В последние годы выяснилась важность литологического состава, мощности и других характеристик различных седиментитов и их ассоциаций в нефтеобразовании (Н.Б. Вассоевич, 1977 г.; В.В. Иванов, О.В. Щербань, 1981 г.; А.Э. Конторович, 1976 г.; Б. Тиссо, Д. Вельте, 1978 г.; Дж. Хант, 1979 г.). К сожалению, мы еще далеки от окончательного решения этого вопроса.

Формализация ключевых положений аксиоматического ядра ОМТ, а следовательно, обоснование ее информационно-логической системы позволят выполнить воспроизведение любого реального процесса нефтеобразования на ЭВМ с учетом особенностей молекулярного строения керогена, условий реализации нефтематеринского потенциала в развивающемся конкретном осадочном бассейне, количественной фиксации масштабов и характера выделяемых при катагенетическом изменении жидких УВ.

К числу актуальных разработок Н.Б. Вассоевич относил создание общетеоретической системы представлений об образовании нефти, угля, горючих сланцев и газов с позиций учения об осадочных бассейнах и исторической биогеохимии.

Замечательный советский геолог Н.Б. Вассоевич создал самый совершенный вариант теории происхождения нефти. Его богатейшее научное наследие и теоретические предвидения еще долгие годы будут служить основой для определения перспективных направлений развития этой теории.

ЛИТЕРАТУРА

- Вассоевич А.Л.* О происхождении слова "нефть". — Природа, 1978, № 8, с. 159–160.
- Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 135–156.
- Вассоевич Н.Б.* Происхождение нефти. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1975, № 5, с. 3–23.
- Вассоевич Н.Б.* Представления И.О. Брода об условиях образования нефти. — В кн.: Современные проблемы геологии нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 1978, с. 51–72.
- Вассоевич Н.Б.* О понятии и термине "осадочные бассейны". — Бюл. МОИП. Отд. геол., 1979, т. 54, вып. 4, с. 114–118.
- Вассоевич Н.Б., Бергер М.Г.* О необходимости широкого использования современных методологических принципов при нефтегеологических исследованиях. — В кн.: Тез. докл. IV Всесоюз. семинара "Осадочные бассейны и их нефтегазоносность". М.: Изд-во МГУ, 1981, с. 308–309.
- Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В.* Нефтематеринский потенциал и его реализация в процессе литогенеза. — В кн.: Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые. М.: Наука, 1980, с. 71–94. (МГК. 26-я сес. Докл. сов. геологов).
- Вернадский В.И.* О значении трудов М.В. Ломоносова в минералогии и геологии. — В кн.: Ломоносовский сборник "Материалы для истории химии в России". М.: Тип. Мамонтова, 1900, с. 25–26.
- Вернадский В.И.* Очерки геохимии. М.: Горгеонефтеиздат, 1934. 380 с.
- Вернадский В.И.* Очерки геохимии: Избр. соч. М.: Изд-во АН СССР, 1954. Т. 1. 695 с.
- Геродот.* История. М.: Наука, 1972. 599 с.

- Губкин И.М.* Учение о нефти. 3-е изд. М.: Наука, 1975. 384 с.
- Залесский Н.Н.* Очерки истории античной философии. Вып. 1. Философия классической Греции. М.: Изд-во ЛГУ, 1975. 101 с.
- Контарович А.Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазонасыщенности. М.: Недра, 1976. 248 с.
- Контарович А.Э., Трофимук А.А.* Литогенез и нефтегазособразование. — В кн.: Горючие ископаемые. М.: Наука, 1976, с. 19–36.
- Ломоносов М.В.* О слоях земных. — В кн.: Первые основания металлургии или рудных дел. СПб.: Тип. АН, 1763, Прибавление 2, с. 237–416.
- Лопатин Н.В.* Общая концепция образования горючих ископаемых. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1981, № 6, с. 3–18.
- Лопатин Н.В.* Образование горючих ископаемых. М.: Недра, 1983. 190 с.
- Соколов Б.С.* Советская геология. — В кн.: Октябрь и наука. М.: Наука, 1977, с. 494–506.
- Спутник полевого геолога-нефтяника. Л.: Гостоптехиздат, 1954. Т. II. 564 с.
- Стадников Г.Л.* Происхождение углей и нефти. Л.: Изд-во АН СССР, 1937. 611 с.
- Тихомиров В.В.* Вопросы происхождения горючих ископаемых в трудах ученых середины XVIII в. — В кн.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978, с. 100–112.
- Успенский В.А.* Основные этапы геохимической эволюции рассеянного органического вещества. — В кн.: Рассеянное органическое вещество горных пород и методы его изучения. Новосибирск: Наука, 1977, с. 3–24.
- Hunt J.* Petroleum Geochemistry and Geology. San Francisco, 1979. 617 p.
- Potonie G.* Die Entstehung der Steinkohle und der Kaustobiolithe überhaupt. Berlin: Borntraeger, 1920. 233 S.
- Sourcebook for Petroleum Geology. Compiled R. Dott & M. Reynolds. Tulsa, 1969. 608 p.
- White D.* Some relations in origin between coal and petroleum. — J. Wash. Acad. Sci., 1915, vol. 5, N 6, p. 189–212.

УДК 553.9

Ю.И. Корчагина

АСПЕКТЫ ТЕОРИИ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТИ

На протяжении столетий естествоиспытатели старались раскрыть тайну происхождения нефти, проходя путь от наблюдения естественных выходов ее на поверхность к специально поставленным экспериментам. На этом пути было много трудностей. Самая большая из них, отмеченная еще Д.И. Менделеевым, то, что нефть, будучи подвижной жидкостью, может находиться в недрах совсем не там, где она зародилась, т.е. она чаще всего аллохтонна по отношению к вмещающим породам. Жидкое состояние нефти обусловило еще одну трудность — убежденность многих исследователей в том, что в нефти отсутствуют следы исходного материнского вещества, т.е. те следы, которых так много в углях. И наконец, еще один фактор, длительное время осложнявший создание стройной теории происхождения нефти. Образование нефти сопряжено с различными стадиями литогенеза, и первая из них (диагенез) — самая длительная, охватывающая иногда многомиллионнолетнюю историю осадков-пород, характеризуется лишь эмбриональным развитием нефти (преднефти), когда в породах потенциально нефтематеринское (НМ) органическое вещество (ОВ) находится еще в незрелом состоянии, а углеводороды (УВ) специфического состава, отличного от таковых в нефтях, — лишь в рассеянном состоянии.

Установление УВ в осадках ранней стадии диагенеза дезинформировало ученых, считавших, что сам факт их нахождения (неважно, в какой концентрации и какого состава) свидетельствует о рождении нефти на этой стадии литогенеза. В этом случае решающими казались геохимические условия (восстановительные, резковосстановительные) в осадке, а история геологического развития уже не имела большого значения. Между тем более глубокие и детальные исследования ОВ в потенциально НМ-осадках-породах позволили правильно оценить роль каждой стадии литогенеза и, отдавая должное диагенетической, показать ведущую роль в этом процессе стадии катагенеза.

Таковы основные объективные трудности, стоявшие перед учеными, разрабатывавшими проблему нефтеобразования. Были и субъективные: из-за исключительной многогранности и сложности данного процесса решить проблему нефтеобразования было возможно только путем комплексирования работ геологов, геохимиков, физиков, биологов и др.

Первые научнообоснованные гипотезы о происхождении нефти зародились еще в XVIII в. М.В. Ломоносов высказал предположение об образовании нефти из углистого вещества под воздействием земного тепла. Спустя столетие Ч. Ляйель поддержал эту точку зрения. В конце XIX и в начале XX в. представления об органическом происхождении нефти развивались в России — Г.П. Михайловским, Н.И. Андрусовым; в Румынии — П. Мразеком и Г. Маковеем; в Германии — К. Энглером, Г. Гефером, Г. Потонье; в Англии — К. Крэггом; в США — В. Блюмером и др.

Разногласия между исследователями того времени касались в основном природы исходного материала для нефти (растительный, животный или смешанный). В меньшей степени затрагивались вопросы, касающиеся среды, условий преобразования ОВ в осадочных толщах и механизма формирования скоплений флюидов.

Важным шагом в познании происхождения нефти было заключение Г. Абиха (1863 г.) о вторичности нефти в залежах, а также о приуроченности промышленных скоплений нефти и газа к антиклинальным складкам. Этим закладывались основы взглядов на процесс формирования собственно нефти, ее миграции от мест рождения к природным резервуарам.

В первой трети нашего столетия большинство исследователей утвердилось во мнении, что исходным веществом нефти являются остатки живых организмов, fossilizированные в осадках совместно с минеральными частицами. Все большее признание получила теория "органического" происхождения нефти, ее "сапропелевый" вариант, поддерживаемый и развиваемый рядом крупных ученых (Г. Гефер, К. Энглер, Г. Потонье, Г.П. Михайловский, Н.И. Андрусов и др.). На базе сапропелевой гипотезы (Г. Потонье) родилась и современная теория происхождения нефти. Большое значение для решения проблемы образования УВ в недрах имели выводы Д. Уайта о зависимости свойств нефти от степени "метаморфизма" вмещающих пород, определяемой по "углеродному коэффициенту" содержащихся в породах ископаемых углей. Таким путем выкристаллизовывались основные положения теории: исходное вещество (ОВ субаквальных осадков); метаморфизм пород — необходимое условие для образования УВ в породах; стадийность процесса нефтеобразования, что в конечном итоге позволило рассматривать нефть как детище литогенеза.

В основополагающей работе И.М. Губкина "Учение о нефти" (1932 г.) были впервые достаточно полно обобщены все имевшиеся к тому времени факты, освещавшие нефтеобразование, показана стадийность, длительность и непрерывность этого процесса. В 1971 г. Н.Б. Вассоевич отметил достоинства генетической концепции И.М. Губкина — ее органическую законченность, возможность охватить все стороны процесса, все этапы и факторы. Из поля зрения И.М. Губкина не выпали ни исходные организмы, давшие начало органическому веществу в илах, ни характер этих илов и условия их диагенетического (катагенетического) преобразования, ни явления миграции и аккумуляции нефти, приведшие к формированию скоплений нефти, ни последующие ее изменения в залежах, ни разрушение их при наступлении неблагоприятных условий.

Большой вклад в развитие теории образования нефти внесен Н.Б. Вассоевичем. Его усилиями данная теория приобрела стройность, была обоснована фактическими данными. Из разрозненных, порой не связанных между собой результатов исследований ОВ пород Н.Б. Вассоевич сумел создать строго аргументированную теорию, объясняющую региональное распространение УВ в осадочных образованиях. Н.Б. Вассоевич обладал великолепным даром обобщения, умением четко формулировать научные положения, предельно ясно давать определения различным природным явлениям.

Середина нашего столетия явилась переломным моментом в становлении теории. К решению проблемы происхождения нефти были привлечены ученые различных специальностей, а развитие техники позволило использовать более совершенные физико-химические методы анализа, дающие возможность познать молекулярную структуру исходного НМ-вещества, его эволюцию на различных стадиях литогенеза, найти черты сходства и различия между УВ нефти и веществом в НМ-породах. Молекулярный и атомный (изотопный) состав нефти оказался богатым источником информации об исходных организмах, давших начало НМ-веществу той или иной нефти. Можно сказать, что становление теории нефтеобразования сопровождалось рождением новой науки естествознания — геохимии органического вещества пород. Именно с привлечением геохимических методов исследования вещества стало возможным раскрыть и обосновать механизм генерации и разрушения УВ в толщах осадочных пород на всех стадиях литогенеза: седиментогенезе, диагенезе, катагенезе, апокатагенезе.

Обильная геохимическая информация о составе и структуре ОВ в осадочных породах широкого стратиграфического диапазона (от докембрийских до современных осадков) способствовала решению проблемы нефтегазообразования в недрах. В 1975 г. Н.Б. Вассоевич писал: "Одним из бесчисленных достижений наук в наш удивительный век, справедливо называемый веком научно-технической революции, является верная разгадка происхождения нефти, долгое время считавшегося сокровенной тайной природы" (с. 3).

В настоящее время накоплено множество фактов, подтверждающих тесную связь и последовательность событий: живое вещество биосферы → захоронение в осадках продуктов деструкции и синтеза этого вещества и образование юной микронефти → созревание ОВ в целом и микронефти в том числе → образование за ее счет собственно нефти путем концентрации в природном резервуаре.

В монографиях Б. Тиссо, Д. Вельте [1981] и Дж. Ханта [1982] на основании обобщения и анализа различных геолого-геохимических материалов наиболее полно освещаются различные аспекты нефтегазообразования. По существу, в этих работах рассмотрен весь процесс: накопление потенциально НМ-вещества в осадках, его преобразование в диагенезе, катагенезе, первичная и вторичная миграции, образование скоплений УВ, т.е. описаны и аргументированы современные представления об этом сложном и многогранном процессе образования нефти. Одним из доказательств генетической связи нефти с ОВ субаквальных осадков служат хемофоссилии, т.е. ископаемые остатки биомассы их фрагментов, установленные в значительных количествах в микронефти и нефти. Первыми хемофоссилиями, обнаруженными А. Трейбсом в нефтях, асфальтах, углях, были порфирины, которые являлись производными молекулярными структурами от хлорофилла и других пигментов. Последующие детальные исследования ОВ пород, микронефти и нефти позволили идентифицировать более 900 хемофоссилий или биосем, т.е. биологически меченных молекул. К числу хорошо изученных хемофоссилий относятся стойкие к разложению *n*-алканы. Часть их наследуется непосредственно от живого вещества (их состав и распределение различны для высших и низших растений, для различных микроорганизмов, что служит коррелятивным признаком при изучении НМ-вещества), другая часть образуется из жирных кислот в результате их декарбоксилирования. И в том и в другом случае в ОВ осадков накапливаются *n*-алканы преимущественно с нечетным числом атомов углерода.

Биологические метки могут выполнять роль точных индикаторов, позволяющих находить связи между нефтью в залежах и исходным ОВ в НМ-породах. В этих целях используют насыщенные полициклические УВ, стераны и тритерпаны, являющиеся продуктами полного восстановления исходных стероидов и тритерпеноидов, присутствующих в живых организмах.

Эти соединения обладают сравнительно устойчивой структурой и благодаря слабой полярности легко мигрируют, что и позволяет обнаруживать их в нефтях, в которых они широко представлены. Таким путем устанавливается неразрывная цепочка: живые организмы → ОВ НМ-пород → нефть в залежах. Изопrenoидные УВ — пристан (C_{19}) и фитан (C_{20}) — также являются характерными биологическими метками. Они легко обнаруживаются, так как составляют 80–90% от суммы изопrenoидов. Отношение C_{19}/C_{20} обычно колеблется от 0,65 до 1,76 в ОВ пород и близко к таковому в нефтях. На основании этого отношения иногда судят об исходном типе НМ-вещества и о геохимических условиях его fossilлизации в осадке, поскольку считается, что этот показатель мало меняется в геологическом времени в условиях диагенеза и катагенеза.

Общая сумма молекулярных структур в нефтях, которые могут рассматриваться как реликтовые, т.е. унаследованные от биомолекул, составляет до 40%. Таким образом, неоспоримо доказано, что УВ нефти ведут свою родословную от биомолекул ОВ, fossilлизованного в осадках древних водоемов, впоследствии превратившихся в потенциально НМ-породы.

В результате fossilлизации в осадках ОВ разного состава и строения, обусловленного планктоном или остатками высшей растительности, форми-

руется ОВ разного исходного генетического типа. Принято различать следующие типы ОВ в осадочных породах.

Алиновый тип ОВ ($СК_{ал}$ – седикахиты алиновые по Н.Б. Вассовичу) или "сапропелевый", "планктоногенный", "аквагенный", формируется в глинистых, карбонатно-глинистых, глинисто-карбонатных осадках глубоководной части внутриконтинентальных морей, континентального склона, шельфа, других частей подводных материковых окраин с высокой биопродуктивностью, преимущественно в восстановительных и слабовосстановительных геохимических условиях осадка. Биопродуцентами являются фито- и зоопланктон и частично защитные ткани высших растений (оболочки спор, кутикулы, воски). ОВ данного типа представлено алифатическими и алициклическими структурами, "сшитыми" в комплексы полимеров, а также гетерополиконденсатами, образованными из фрагментов распада белков и углеводов. Для данного типа ОВ характерно полное или почти полное отсутствие морфологически выраженных остатков гидробионтов и преобладание колломорфных и сорбированных форм (коллоальгинит, микстинит), высокое содержание водорода, связанного в группах CH_2 и CH_3 , что обусловило и высокое отношение $H/C_{ат}$ ($> 1,2$).

Арконовый тип ($СК_{ар}$), или "гумусовый", "террагенный", накапливается преимущественно в осадках прибрежно-морских фаций, в озерных бассейнах, вблизи от источника сноса терригенного материала. Основой ОВ являются соединительные и каркасные ткани высших растений, представленные лигнино-целлюлозными компонентами. В формировании ОВ арконового типа принимают участие производные лигнина и флавоноидинов, углеводно-белковые компоненты (амикагины), а также липиды как результат микробиальной деятельности в осадке. Продукты автолиза, гидролиза и микробиального разложения ОВ в осадках образуют группу гетерополиконденсатов специфического строения, в целом обедненную азотом и водородом, обогащенную кислородом. В основе строения ОВ арконового типа ($СК_{ар}$) заложены высокоциклические (ароматические) структуры с преобладанием конденсированных. Для этого типа вещества в целом характерны низкие отношения $H/C_{ат}$ ($\leq 0,9$). В его составе обычно встречаются морфологически выраженные реликты исходных организмов, и в том числе остатки высших растений.

Смешанные формы ОВ пород классифицируются как арконово-алиновые или алиново-арконовые в зависимости от типа преобладающих структур. Эти формы достаточно широко представлены в отложениях и иногда описываются как гумусово-сапропелевые или сапропелево-гумусовые ОВ.

Таким образом, различия в строении ОВ осадков обусловлены молекулярными структурами исходных организмов и особенно четко проявляются на стадии протокатагенеза; в условиях мезокатагенеза и особенно апокатагенеза эти различия стираются. В табл. 1 показаны некоторые характеристические признаки рассеянного ОВ (РОВ) разного генетического типа на ранних стадиях литогенеза.

Потенциально нефтегазоматеринское (НГМ) вещество осадков-пород в процессе прерывисто-непрерывного погружения претерпевает значительные трансформации. Общим для любого типа вещества в условиях

Состав РОВ глинистых пород в протокатагенезе

Параметры	Тип РОВ		Параметры	Тип РОВ	
	СК _{ал}	СК _{ар}		СК _{ал}	СК _{ар}
НОВ					
C, %	64–68	65–70	β^{XB} , %	1,8–4,0	0,8–1,8
H, %	6–8	4–5	μ_3 , %	0,6–1,5	0,1–0,6
H/C _{ат}	1,1–1,6	0,6–1,0	MH/HA	2,6–5,6	1,2–2,6
cA	0,4–0,5	0,6–0,8	Положение максимума n-алканов	C ₂₃ –C ₂₇	C ₂₇ –C ₃₁
$d_{2,930}$, см ⁻¹	0,2	0,2			
Максимум дифракции	4,6 Å	3,5 Å			

П р и м е ч а н и е: НОВ – нерастворимая часть ОВ; сА – степень ассоциированности, рассчитанная по В.С. Веселовскому; d – оптическая плотность; β^{XB} – битумоидный коэффициент; μ_3 – углеводородный коэффициент; MH/HA – отношение метаново-нафтеновых углеводородов к нафтеново-ароматическим.

повышенных температур является обуглероживание основной карбоциклической массы с выходом "летучих" в виде УВ, воды, CO₂, H₂S, NH₃. Катагенетическое преобразование РОВ осуществляется при сопряженном процессе деполимеризации и конденсации вещества, отщеплении функциональных периферических групп от макромолекулы, диспропорционированию в ней H, новообразовании низкомолекулярных восстановленных компонентов и графитизации остаточной массы, что является основным законом эволюции ОВ пород в литогенезе. Активность этого процесса неодинакова на разных стадиях литогенеза, а в рамках каждой стадии имеются свои активаторы, инициирующие этот процесс. В условиях седиментогенеза и раннего диагенеза это геохимические условия среды, которые, в свою очередь, определяются интенсивностью развития жизни в бассейне, протяженностью путей транспортировки ОВ в осадок, его аэрируемостью, микробальной деятельностью и т.д. В позднем диагенезе – начале катагенеза интенсивность трансформации вещества снижается. Дело в том, что биохимические факторы ослабевают, а абиогенные (температура, катализ, давление) еще недостаточно себя проявляют.

Наиболее важной для нефтеобразования является стадия мезокатагенеза, т.е. погружение пород на глубины более 1,5–2 км, где господствуют температуры выше 60°C и где преобразование ОВ обусловлено термokatалитическими процессами. В этих условиях осуществляется коренная перестройка макромолекулы ОВ, образуются основные количества микро нефти. Это и есть начало главной фазы нефтеобразования (ГФН), которая совпадает с грациями катагенеза МК₁–МК₃ и развивается в течение длительного времени. История геологического развития потенциально НМ-отложений, строение разреза, их геотермический режим и многие другие факторы определяют пространственно-временные границы (зона и геологическое время) начала и завершения ГФН, темп и полноту генерации микро нефти, масштабы ее эмиграции. Процесс этот наиболее активен при

благоприятном сочетании в разрезе НМ-пород и коллекторов и заторможен в условиях "закрытой" природной системы.

ГФН знаменуется тем, что в ней рождается собственно нефть, т.е. происходит не только генерация УВ, сходных по структуре с УВ в нефтях залежей (в том числе и УВ, входящие в состав бензиново-керосиновых фракций), но и начинается перемещение микроневти из мест ее рождения. Время вступления потенциально НМ-пород в ГФН существенно зависит от скорости прогибания бассейна и, как правило, не совпадает со временем образования НМ-толщ. По данным Б. Тиссо и Д. Вельте [1981], с момента отложения НМ-пород до начала ГФН в одних случаях проходит несколько миллионов лет, в других — до 300 млн. лет. Многие современные залежи нефти образовались в меловое и кайнозойское время независимо от возраста НМ-пород. Для сохранения скоплений более эффективным оказывается позднее вступление НМ-пород в ГФН, особенно для рифейских—нижнепалеозойских отложений. Н.Б. Вассоевичем [1971] была предложена формула определения времени образования собственно нефти, которая учитывает время седиментации НМ-осадков, вступления их в ГФН, миграции флюидов в ловушку.

Как верхняя, так и нижняя граница ГФН устанавливаются по комплексу (максимальные и минимальные значения) параметров, отражающих групповые и структурные изменения НМ-вещества в однородной литофациальной толще пород. Для верхней границы характерно возрастание доли микроневти (β^{XB}) в составе ОВ, ее алифатизация (обогащение УВ). Нижняя граница ГФН отмечается по отрицательным градиентам таких показателей, как β^{XB} , μ_3 и другие, т.е. совпадает с условиями, когда новообразование микроневти не восполняет ее эмиграцию [Корчагина, 1978]. Как верхняя, так и нижняя граница ГФН скользящие, т.е. определяются спецификой исходного ОВ в НМ-породах, строением геологического разреза (открытая или "закрытая" система), геотермическим режимом бассейна (плотность теплового потока) и др.

Общим для любого типа ОВ является максимальное новообразование микроневти в условиях начала мезокатагенеза. Градиент по β^{XB} тем выше, чем более алифатического состава была конструкция исходного ОВ. Так, для СК_{ал} градиент по β^{XB} от ПК₃ к МК₁₋₂ может составлять 4%; для смешанного типа ОВ в этих же условиях он снижается до 1,5%, для арконового — до 1,1% и для ОВ гумусовых углей — до 0,8%. Такая же направленность установлена и в изменении градиентов по μ_3 . Различия проявляются лишь в том, что наиболее высокий положительный градиент по μ_3 приходится на середину мезокатагенеза, т.е. относительно битумоидного коэффициента смещен несколько вниз по шкале углефикации. Это явление было подтверждено как при изучении различных природных объектов, так и путем моделирования. Оно связано с тем, что в начале мезокатагенеза в составе ОВ первоначально возрастает содержание битумоида смолистого состава, а обогащение его УВ происходит при более жестких термобарических условиях (МК₃). В арконовом ОВ, так же как и в ОВ углей, новообразование жидких УВ осуществляется в значительно меньших масштабах по сравнению с СК_{ал}, градиент, рассчитанный по μ_3 , в этом случае на два порядка ниже.

Сопряженность процессов новообразования микроневти. ее алифатиза-

Групповой состав продуктов углефикации ОБ
начальной стадии катагенеза (ПК₃ → МК₁₋₂)

Расчет на	Угли			СК _{ал-ар}			СК _{ал}		
	УВ	H ₂ O	CO ₂	УВ	H ₂ O	CO ₂	УВ	H ₂ O	CO ₂
CH ₄	4,0	5,7	90,3	26,4	28,6	45,0	56,4	16,0	27,6
C ₁₀ H ₂₀	6,4	3,9	89,7	38,3	21,6	40,1	63,4	12,4	24,2

ция с одновременной конденсацией и ароматизацией остаточной массы карбоциклических компонентов РОВ свидетельствуют о путях и возможностях генерации нефти из биогенного ОБ осадков в процессе литогенеза. Установлено, что до 20–30% ОБ алинового типа в условиях катагенеза превращается в микронефть; суммарный выход жидких УВ из 1 т ОБ этого типа от ПК₃ до МК₄ составляет 150–200 кг/т, из СК_{ар} – на порядок ниже – 5–15 кг/т. Выход "летучих" продуктов углефикации из СК_{ал} на всех градациях катагенеза примерно в 1,5 раза выше, чем из СК_{ар}. Групповой состав "летучих" в условиях катагенеза существенно зависит от исходных структур ОБ. Наиболее высока доля УВ в составе продуктов углефикации СК_{ал}, и она снижается по мере возрастания в ОБ арконовой составляющей (табл. 2).

Таким образом, можно считать, что усилиями ученых всего мира в настоящее время обоснованы и доказаны основные аспекты в теории образования нефти: исходное НМ-вещество, направленность его преобразования в литогенезе, условия проявления ГФН для ОБ разного исходного состава, масштабы генерации жидких и газообразных УВ в зависимости от типа вещества и стадии развития пород и т.д.

Однако проблема нефтеобразования очень сложна и многообразна. И наиболее слабо разработанным звеном в осадочно-миграционной теории пока остается вопрос о механизме и путях миграции флюидов в природный резервуар. Нет однозначных ответов на такие вопросы: при какой концентрации УВ происходит отрыв их от материнского керогена, на каком этапе литогенеза этот процесс наиболее активен, какова дальность миграции, что является основным переносчиком нефти (вода и (или) газ)? Это свидетельствует о том, что в теории происхождения нефти аспект миграции флюидов и образования их скоплений оказался менее всего разработанным. Сложность решения этого вопроса во многом определяется тем, что в природных условиях, как правило, фиксируются крайние звенья этого процесса – образование микронефти (протонефти) в НМ-породах и уже сформированная нефть в природном резервуаре, а промежуточное звено – пути и способы миграции микронефти – нефти остаются закрытыми для исследователей. Моделирование этого процесса также пока не позволяет достоверно отразить все стороны миграции микронефти в коллектор.

Первоначально наиболее простым и реальным казалась эмиграция УВ из уплотняющихся осадков с седиментационными водами. Но, как теперь стало известно, количество и состав УВ в осадках-породах этой стадии

развития литогенеза сильно отличаются от таковых в нефтях залежей. Стало очевидно, что миграция УВ, способных образовать скопления, должна происходить в условиях ГФН и (или) на ее завершении, т.е. тогда, когда основная масса свободной воды уже уйдет из НМ-пород, а остаточная в порах не превысит 10%.

После работ М. Пауэрса, Р. Берста в 60-х годах широкое распространение получила точка зрения о выносе УВ из материнских пород структурной водой, выделяющейся при трансформации глинистых минералов. Этот вариант казался наиболее убедительным, так как процесс дегидратации глинистых минералов совпадает с ГФН, а повышенные температуры в недрах в этих условиях (80°С и выше) активизируют растворение УВ в воде. Однако высвобождение структурной воды происходит не однократно, а растягивается во времени и в пространстве, что снижает эффект миграции УВ с водой, и, кроме того, не всегда в НМ-породах имеются глинистые минералы, способные к дегидратации. В карбонатных породах этот механизм вообще не может иметь места. Вариант водорастворенной миграции нефти имеет и другие ограничения: перемещение в виде коллоида невозможно из-за малого размера пор в НМ-породах, находящихся глубже 2 км (т.е. в ГФН), а для миграции в истинном растворе требуются астрономические объемы воды, насыщенной микронепфтью. Нет также ясности относительно того, каким образом происходит разделение фаз в залежах. По примерным расчетам И.В. Высоцкого [1982], чтобы образовать залежь в 25 млн. т, используя водорастворенный механизм миграции, через резервуар необходимо пропустить 70000 объемов воды! Р. Клейтон и К. Мак Олифф считают, что если поровые растворы насыщены нефтью или газом менее 20–30%, то миграция нефти в виде самостоятельной фазы вообще невозможна и она остается законсервированной в порах. Для того чтобы создать подобную концентрацию нефти в породах, необходим обмен воды от 15000 до 200000 объемов. Рядом исследователей (К. Мак Олифф, Д. Момпер, Дж. Хант, Р. Дикки и др.) выдвигается вариант миграции нефти по непрерывной системе ОВ ("фитильный" вариант). Но такой способ миграции возможен только в породах, сильно обогащенных ОВ, т.е. в таких, в которых ОВ составляет сплошную систему, а нефтенасыщение достигает 10% и более, что также не столь частое явление.

Наиболее реален вынос УВ из НМ-пород и соответственно полная реализация их НМ-потенциала в газовом растворе. Как показали исследования, максимум газообразования в НМ-породах отмечается в конце ГФН. В этих условиях (повышенные температуры недр) наиболее эффективны растворение микронепфти в газе и последующая ее миграция в свободном состоянии. Полнота этого процесса будет определяться также количеством газа, образующегося в нижней газогенной зоне. Дж. Хант [1982] обобщил различные работы, посвященные механизмам миграции нефти и газа, в том числе первичной и вторичной миграции этих флюидов. В качестве первичной рассматривается переход нефти и газа из тонкозернистых материнских пород в крупнозернистые породы-коллекторы. При этом миграция осуществляется преимущественно путем диффузии (газ) в молекулярном растворе жидких УВ (струйный вариант). Для чистых карбонатов, которые рано подвергаются литификации и цементации, миграция возможна в газовом растворе. Дальность миграции в глинистых породах ограничена

и обычно определяется расстоянием до ближайшего проницаемого пласта. Вторичная миграция по проницаемым пластам может исчисляться величиной от нескольких метров до сотен километров. Механизм обособления фаз в коллекторе Дж. Хант связывает с капиллярными и электростатическими силами, под действием которых УВ отделяются от воды на поверхности раздела крупно- и тонкозернистых пород, что и приводит к аккумуляции нефти и газа в залежах.

Таким образом, несмотря на еще имеющиеся дискуссионные вопросы (роль геологического времени в нефтеобразовании, механизм, дальность миграции и др.), разработку осадочно-миграционной теории образования нефти, способной объяснить региональное распространение нефти в осадочном комплексе Земли, в целом можно считать завершенной. На ее основе создан комплексный историко-геолого-геохимический метод оценки перспектив нефтегазоносности недр. Это — ретроспективный метод, который требует изучения геологической истории осадочного бассейна с момента его возникновения, познания специфики нефтегазообразования в нем. С помощью этого метода стало возможным определять масштабы генерации и эмиграции флюидов в НМ-породах, на генетической основе оценивать потенциальные ресурсы бассейна в целом, что делает более совершенной методику поисков нефти.

Данный метод получил признание и распространение как в нашей стране, так и за рубежом. Значительный вклад в его развитие внесен работами ученых кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ [Вассоевич и др., 1971].

ЛИТЕРАТУРА

- Вассоевич Н.Б.* Представления И.М. Губкина о стадийности нефтеобразования. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1971, № 12, с. 120–127.
- Вассоевич Н.Б.* Происхождение нефти. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1975, № 5, с. 3–23.
- Вассоевич Н.Б.* Современные представления об условиях образования нефти. М.: Знание, 1981. 40 с.
- Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Корчагина Ю.И., Соколов Б.А.* Историко-геолого-геохимический метод оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов (на примере Среднерусского возможно нефтегазоносного бассейна). — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1971, № 11, с. 56–60.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В.* Главная фаза нефтеобразования. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1969, № 6, с. 3–27.
- Высоцкий И.В.* Формы миграции жидких углеводородов. — В кн.: Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М.: Изд-во МГУ, 1982, с. 47–58.
- Корчагина Ю.И.* О некоторых особенностях проявления главной фазы нефтеобразования. — В кн.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978, с. 89–96.
- Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 499 с.
- Хант Дж.* Геохимия и геология нефти и газа. М.: Мир, 1982. 704 с.

А.Н. Гусева, И.Е. Лейфман

МЕСТО НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ В КРУГОВОРОТЕ УГЛЕРОДА В СТРАТИСФЕРЕ

Согласно современным представлениям нефтеобразование является широко распространенным в стратисфере природным процессом, связанным с развитием осадочных бассейнов. В практических целях — при поисках залежей нефти и газа — все большее значение приобретает выяснение нефтегазоносности осадочных бассейнов с применением историко-генетического геолого-геохимического подхода, в котором важная роль отводится геохимическим исследованиям. Вместе с тем, как отмечал В.А. Успенский, "их [залежей нефти и газа] особое положение как промышленных объектов вообще несколько мешает беспристрастному естественно-историческому осмысливанию их как одного из продуктов нормальной эволюции органического вещества в земной коре" [1977, с. 17].

В этом плане исключительна роль теории осадочно-миграционного происхождения нефти, которая рассматривает нефтеобразование с позиций естественной истории биогенного органического вещества (ОВ), захороненного в осадках и изменяющегося в ходе литогенеза, т.е. участвующего в круговороте углерода в стратисфере.

Постановка проблемы. Проблема связи нефтеобразования с круговоротом углерода в живом веществе и осадочных образованиях впервые была поставлена В.И. Вернадским в "Очерках геохимии" [1934]. Рассматривая жизненный цикл как равновесие между угольной кислотой и живым веществом, В.И. Вернадский отмечал, что "наиболее выдающейся чертой жизненного цикла является его неполная обратимость, так как он возвращает окружающей среде лишь часть поглощенной жизнью угольной кислоты. Часть ее атомов всегда задерживается в жизненном цикле, другая выделяется в виде углеродных биогенных минералов. Этот последний углерод покидает геохимический цикл и возвращается в него иногда лишь через геологически долгое время. Главными группами таких биогенных углеродных минералов являются карбонаты извести, каменные угли, нефти и битумы" [1934, с. 198].

В связи с этим для В.И. Вернадского была очевидна связь нефти, как и других "биогенных углеродных минералов", с живыми организмами, живым веществом. Он писал, что "нефти происходят из определенных живых организмов, из живого вещества — определенного химического состава, определяющего химическую структуру нефтей" [Там же, с. 170]. "Нефть, каменный уголь, торф, битуминозный сланец зарождаются в своих соединениях еще в организмах" (с. 164).

Анализируя взгляды В.И. Вернадского на происхождение нефти, Н.Б. Вассоевич отмечал, что "процесс нефтеобразования рисовался ему сложным, завершающимся, быть может, вне биосферы, но начинающимся еще в живом веществе" [1974, с. 126].

Можно полагать, что В.И. Вернадский считал возможным как прямое унаследование соединений нефти от живых организмов, так и их обра-

зование из продуктов биохимического разрушения организмов. Например, "азотистые и кислородные соединения [нефтей] — метилхинолины — и, должно быть, производные холестерина изготовляются живыми организмами еще во время жизни; они временно теряются затем для жизненного цикла" [1934, с. 201].

Вместе с тем В.И. Вернадский подчеркивал, что углеводороды (УВ) нефти образуются из продуктов распада живых организмов, но вне организмов — в стратифере: "Мы знаем теперь, что нефти состоят из смеси углеводородов, очень различных в зависимости от геологических условий их генезиса, их истории и от состава тех первичных органических тел, из которых они происходят и которые созданы определенными организмами" (разрядка наша. — А.Г., И.Л.) [1934, с. 154].

Вслед за В.И. Вернадским вопрос о круговороте углерода в биосфере и стратифере в связи с нефтеобразованием рассматривал В.А. Успенский [1955, с. 36]: "... отдельные этапы в естественной истории нефти приурочиваются с достаточной определенностью к различным циклам углерода", а именно к "автотрофному", "гетеротрофному" и "метаморфическому" циклам. С этими циклами В.А. Успенский связывает три источника УВ нефти, идея о которых была впервые сформулирована им ранее [Успенский и др., 1949], — это УВ живых организмов, биогенное новообразование УВ за счет липоидной (по В.А. Успенскому) части захороненного ОВ в гетеротрофном цикле углерода, абиогенное новообразование УВ за счет термokatалитических реакций в "метаморфическом" цикле углерода. В целом же "нефтеобразование надлежит рассматривать в основном как процесс лишь селективного превращения небольшой, определенной по своей природе части погребенного органического вещества в подвижные, преимущественно углеводородные продукты" [Успенский, 1955, с. 36] В этом плане В.А. Успенский считает нефтеобразование не самостоятельным, параллельным углеобразованию процессом, а процессом второго порядка, побочным "по отношению к углеобразованию в широком смысле, подразумеваемая под последним превращение рассеянного и концентрированного органического вещества в продукты, идентичные углям" [Там же, с. 37]. С позиций оценки нефтеобразования как природного процесса весьма важен ранее сделанный В.А. Успенским и О.А. Радченко "вывод о неизбежности весьма широкого распространения явлений нефтеобразования в природе..." [1947, с. 7].

Биогеохимическая информативность состава нефти. Представления о нефтеобразовании как о процессе, связанном с естественной историей захороненного в осадках биогенного ОВ, и о наличии нескольких основных генераций нефтяных УВ, приуроченных к соответствующим этапам литогенеза, являются составной частью современной теории осадочно-миграционного происхождения нефти, сформулированной Н.Б. Вассоевичем в 1967 г. "Суть теории нефтеобразования на современном уровне ее развития можно выразить в соответствующем генетическом определении нефти. *Нефть — это выделившиеся в отдельную фазу наиболее стойкие жидкие гидрофобные продукты обычного процесса фоссилизации органического вещества, захороненного в субаквальных отложениях*" [Вассоевич, 1967, с. 151–152].

В этой же работе, объясняя данное им новое наименование органической

теории нефтеобразования, Н.Б. Вассоевич отмечал, что "это название [осадочно-миграционная теория] подчеркивает органическую связь нефтеобразования с осадочным процессом (нефть — детище литогенеза)" [Там же, с. 152]. Несколько ранее Н.Б. Вассоевич указывал, что базой органической теории происхождения нефти "является вся биогеохимия" [1963, с. 39]. Эти оба положения представляются очень важными, поскольку, "иными словами, вопросы — *из чего возникли нефть и газ и как, каким путем они образовались* — неотделимы друг от друга" [Вассоевич, 1972, с. 39]. Именно биогеохимическая обусловленность исходного вещества — биогенных предшественников — и связь нефтеобразования с осадочным процессом, в ходе которого происходят преобразования фоссилизированных биогенных предшественников в нефть, отвечают на эти вопросы, составляя сущность нефтеобразования как природного явления.

Вопрос об исходном для нефти веществе в настоящее время достаточно ясен. Этому способствовал переход на молекулярный уровень исследования, что позволило установить индивидуальный состав УВ и строение структурных элементов значительных групп составляющих нефть УВ и гетероатомных соединений. Многочисленные хемофоссилии в нефти, представляющие собой ископаемые биомолекулы и их аналоги, а также молекулы, содержащие опознаваемые фрагменты биомолекул, в значительной мере наследуют элементы молекулярной структуры биополимеров — липидов и липоидов живых организмов. Сравнение структурных элементов в соединениях нефти и живого вещества [Гусева, Лейфман, 1978] показывает, что такими структурными элементами являются главным образом длинные неразветвленные цепи CH_2 -групп, специфичные для липидов (жирные кислоты и их биосинтезированные дериваты), и изопреноидные цепи и циклы, специфичные для липоидов (терпеноиды, каротиноиды и стероиды — биосинтезированные дериваты изопрена). Как отмечал Ал. А. Петров, "большинство из определяемых в нефтях углеводородов является реликтами (хемофоссилиями), т.е. соединениями, явно сохранившими черты строения, свойственные их биологическим предшественникам" [1981, с. 41–42]. Если к этому добавить, что число хемофоссилий, обнаруживаемых в нефтях, постоянно растет, причем открываются новые группы хемофоссилий, и что в составе гетероатомных соединений нефти, в том числе смол и асфальтенов, открыты унаследованные структурные элементы, то связь соединений нефти с липидно-липоидными компонентами живого вещества уже не требует дальнейших доказательств.

Из обобщения этих и других биогеохимических особенностей соединений нефти [Вассоевич и др., 1976] вытекает вывод Н.Б. Вассоевича и авторов данной статьи [Вассоевич и др., 1981] о том, что информация, которая запечатлена в молекулярной структуре УВ и гетероатомных соединений нефти, является (по сравнению с уровнем группового состава нефти) качественно новой, генетической информацией, охватывающей основные этапы образования и существования нефти в стратиферу. Эта информация может считаться генетической потому, что она позволяет судить о генезисе молекулярного состава нефти, т.е. о формировании состава и структуры составляющих нефть соединений, и на этой основе решать вопросы генезиса нефти — от типа исходной биомассы до процессов изменения нефти в залежах.

Наследование генетической информации обусловлено структурной организацией органических соединений, которым свойственно сохранение молекулярной индивидуальности в различных агрегатных состояниях и сохранение (или фиксируемые изменения) основных элементов молекулярной структуры (углеродного скелета, стереохимической конфигурации, функциональных групп) в широком диапазоне условий, встречающихся в осадочной толще. Наследование генетической информации о биомолекулах живых организмов – источниках органических соединений стратисферы – можно считать характерной чертой круговорота органических соединений в стратисфере.

Этапы геохимической истории биомолекул – предшественников нефти. Переход биомолекул в стратисферу связан в основном с фоссилизацией ОВ в субаквальных отложениях. С уходом биомолекул из биотического круговорота углерода путем захоронения в осадках начинается геохимическая история биомолекул, которая является продолжением их биосферной истории. Геохимические процессы с участием биомолекул наследуют у предшествующих им биохимических процессов вещество, энергию и информацию, которые материализованы в биомолекулах.

Геохимическая история биомолекул – предмет исследования в молекулярной биогеохимии [Вассоевич и др., 1977; Лейфман, 1980] – охватывает поведение биомолекул при фоссилизации и на последующих этапах литогенеза. Фоссилизация как начальный этап геохимической истории биомолекул связана с биохимическими процессами, протекающими в соответствующих экосистемах. Последние различаются по составу автотрофов и захороняющейся биомассы и по другим параметрам, влияющим на фоссилизацию ОВ. С геохимическими (химическими и коллоидно-сорбционными) процессами [Лейфман, 1979], осуществляющими фоссилизацию, связан вывод биомолекул, уцелевших от биогенной деструкции, из биотического круговорота путем перевода в стабильные дериваты и (или) посредством консервации биомолекул и их дериватов. Благодаря геологическим процессам биомолекулы в составе осадков выводятся за пределы породивших их экосистем, включаясь в круговорот углерода в стратисфере.

Нефтеобразование связано с возникновением нефтяных УВ из молекул предшественников (биомолекул и их дериватов), названных Н.Б. Вассоевичем [1967; Вассоевич и др., 1967] предшественниками УВ (пред-УВ). Пред-УВ – это химически близкие к УВ кислородные производные, превращающиеся в тех или иных геохимических условиях в УВ, идентичные нефтяным. Живые организмы синтезируют многочисленные пред-УВ, представляющие собой различные кислородные соединения, входящие в состав липидов и липоидов. Отнесение их к пред-УВ [Гусева, Лейфман, 1978] основано на особенностях молекулярной структуры подобных соединений, в частности на высоком содержании водорода, связанного в основном в CH_3 - и CH_2 -группах, и на локализации кислородных функциональных групп в определенных частях молекул (в отличие, например, от углеводов, где кислород имеется у каждого углеродного атома). Отщепление кислородных функциональных групп или химические реакции с их участием часто ведут к образованию УВ, что наблюдается в осадочных толщах. "На каждом этапе изменения ОВ возникают определенные нефтяные угле-

водороды (УВ) и их непосредственные предшественники (пред-УВ), например жирные кислоты, дающие начало n-алканам” [Вассоевич, 1972, с. 51].

В геохимической истории биомолекул – предшественников нефти, т.е. липидно-липоидных компонентов биомы и некромы, можно выделить три последовательных этапа, отвечающие основным формам существования биомолекул и их геохимических дериватов (см. таблицу). С переходом биомолекул из экосистем биосферы в состав геологических образований происходит смена способов существования биомолекул. Вне живых организмов трансформации биомолекул вызываются изменением условий среды при формировании и затем погружении субаквальных осадков, что ведет к появлению геохимических дериватов, устойчивых к условиям их нахождения. Именно поэтому специфические формы дериватов биомолекул характерны для каждой геохимической зоны.

В зонах седименто- и диагенеза наблюдается разнообразие форм, которыми представлены соединения липидно-липоидной природы, – от УВ, кислот и других низкомолекулярных дериватов до геополимеров различного строения (альгиниты, экзиниты, резиниты и др.). Согласно современным представлениям основной формой fossilization биомолекул, участвующих в нефтеобразовании, является рассеянное ОВ – геополимеры липидно-липоидной природы. Специфика образования геополимеров в условиях низких концентраций биомолекул проявляется в том, что основными “мономерами” служат длинноцепочные жирные кислоты. При этом в макромолекулы геополимеров включаются и другие кислородные производные, преобладающие среди липидно-липоидных компонентов живого вещества, а также продукты распада белков и углеводов (аминокислоты, моносахариды и др.).

Геополимерная форма в количественном отношении – основная форма нахождения соединений липидно-липоидной природы (аналитически – нерастворимая часть керогена) в зонах седименто- и диагенеза. С ней связано существование геополимерного этапа геохимической истории этих соединений (см. таблицу). Геополимерная, как устойчивая форма существования пред-УВ в зонах седименто- и диагенеза, названа нами [Гусева, Лейфман, 1978] “депо” пред-УВ и вместе с тем связанной формой пред-УВ, поскольку, с одной стороны, геополимеры наследуют в своих структурных единицах строение биомолекул-предшественников, т.е. сохраняют углеродные скелеты биомолекул, а с другой стороны, образования УВ непосредственно из геополимеров, без предварительного распада макромолекул керогена на низкомолекулярные составляющие (“свободные” пред-УВ), не происходит.

Наряду с консервацией в виде геополимеров (“депо” пред-УВ) на соответствующих этапах седименто- и диагенеза происходят разнообразные биохимические и химические процессы новообразования УВ и пред-УВ [Гусева, Лейфман, 1978], дополняющие унаследованные от живого вещества био-УВ и био-пред-УВ (часть которых может превратиться в УВ). Все эти соединения в результате химической стабилизации переходят в устойчивые формы, способные, как и геополимеры, сохраняться в зоне диагенеза неограниченное геологическое время.

Геополимерная форма существования липидно-липоидных предшественников устойчива вплоть до наступления позднего протокатагенеза, когда

Нефтеобразование – углеводородный этап геохимической истории биомолекул

Этапы геохимической истории биомолекул	Стадии литогенеза	Исходное вещество и продукты его трансформации		Процессы	Генетические соотношения
Биосферный (экосистемный)		Липидно-липоидные компоненты биомы и некромы		Биогенез и биодеструкция в экосистемах	Биогенные предшественники – биомолекулы
Геополимерный	Седиментогенез и диагенез	Геополимеры на основе жирных кислот – связанная форма пред-УВ	Унаследованные и новообразованные УВ и пред-УВ – хемотромосиллии	Фоссилизация и консервация	Геополимеры – форма сохранения углеродных скелетов биомолекул
Углеводородный	Катагенез	УВ, специфичные для нефти	Унаследованные УВ ранних генераций	Термодеструкция и термокаталитический синтез	УВ – форма сохранения С-С-связей биомолекул
		Природные углеводородные растворы		Миграция и аккумуляция	Нефть

постепенное повышение температуры вызывает деструкцию макромолекул керогена, в первую очередь деструкцию связей углерод-гетероатомы (кислород), менее стабильных по сравнению с углерод-углеродными связями.

Последующее повышение температуры в мезокатагенезе вызывает деструкцию основной массы керогена липидно-липоидной природы – углефикационный скачок, при котором “по достижении какой-то более или менее определенной температуры происходит расщепление внутренних молекулярных связей между элементарными структурными единицами вещества” [Радченко, 1968, с. 194]. По В.А. Успенскому, углефикационный скачок отвечает второй стадии катагенного этапа в естественной истории ОВ: “Момент перехода ко второй стадии катагенного преобразования органического вещества знаменуется достижением предела устойчивости липидных структур керогена и началом массового распада их с выделением подвижных продуктов. . . При этом практически вся сумма липидных компонентов керогена преобразуется в подвижные продукты, которые переходят в категорию миграционных форм органического вещества. . ., катагенные превращения собственно липидного материала дают начало преимущественно высокомолекулярным (жидким) продуктам при относительно небольшой доле газообразных продуктов, типичных для катагенной деструкции гумусовых и гумоидных элементов органического вещества” [Успенский, 1977, с. 13–14].

Из изложенного ясно, что углеводородообразование представляет собой обязательный этап геохимической истории fossilized компонентов “живого” вещества. На молекулярном уровне это обусловлено возникновением диалектического противоречия между термической устойчивостью различных связей в макромолекулах керогена и условиями среды (повышенные температуры среды). Способом разрешения этого противоречия является смена химического состояния геополимерной формы fossilization в условиях повышенных температур зоны катагенеза с образованием устойчивых катагенетических дериватов в виде различных УВ. Вследствие этого можно считать, что геополимерный этап геохимической истории биомолекул липидно-липоидной природы сменяется у г л е в о д о р о д н ы м э т а п о м (см. таблицу). Можно полагать, что углеводородный этап геохимической истории биомолекул имеет важное значение для формирования углеводородной сферы (увосферы) Земли, под которой понимается пространство существования углеводородных соединений в верхней части литосферы [Соколов, Мельников, 1981].

В общем случае УВ, образующиеся из липидно-липоидных компонентов керогена, как миграционные формы ОВ могут образовывать разного рода природные углеводородные растворы, способные к перемещению в осадочной толще.

Рассмотренная последовательность преобразований биомолекул липидно-липоидной природы отражает общие закономерности трансформации органических соединений биогенной природы в осадочных отложениях, независимо от фациального типа ОВ, что обусловлено едиными биогеохимическими процессами изменения биомолекул в ходе литогенеза [Гусева, Лейфман, 1979].

Углеводородный этап геохимической истории биомолекул и нефтеобра-

зование. Коренные изменения липидно-липоидных компонентов геополлимерной части керогена связаны с главной фазой нефтеобразования [Вассоевич и др., 1969], к которой приурочены процессы образования основной массы типичных только для нефти УВ (собственно нефтеобразование). Эти соединения не имеют аналогов в живой природе и других каустобиолитах; они прослеживаются во всех фракциях нефти и определяют во многом уникальный химический облик нефти. Таковы, например, большинство УВ бензиновых фракций, многие нафтены, особенно с мостиковым сочленением колец типа пенталана, адамантана и их гомологов и др.

Процессы собственно нефтеобразования, т.е. формирования изначального состава нефти, осуществляются в зоне мезокатагенеза при наличии природных катализаторов (глинистые минералы) путем термokatалитических преобразований кислородных соединений – продуктов распада геополлимеров (связанной формы пред-УВ) – в нефтяные УВ и углеводородные соединения. Как показали многочисленные исследования по моделированию процессов нефтеобразования (А.И. Богомолов, Ал.А. Петров, Дж. Юрг, Е. Эйса и др.), кислородным предшественникам типа жирных кислот принадлежит главенствующая роль в образовании основной массы соединений нефти, как хемофоссилий, так и соединений, не имеющих аналогов в живой природе. Несомненно, что образующиеся углеводородные растворы наследуют и УВ более ранних генераций, связанных с предшествующими этапами преобразования ОВ.

Углеводородообразование, как неперенный этап в геохимической истории фоссилизированных компонентов некогда живого вещества, обязательно переходит в нефтеобразование. Для образования нефти прежде всего необходимо оптимальное соотношение связанной формы пред-УВ (керогена) и природного катализатора (т.е. наличие рассеянного ОВ липидно-липоидной геополлимерной природы), что определяет возможность термokatалитического синтеза нефтяных УВ, а также благоприятные условия для миграции образовавшихся УВ из материнской породы и их аккумуляции в залежи. Только совпадение всех этих условий ведет к образованию типичных для нефти УВ и к их последующему перемещению в виде природных углеводородных растворов в природные резервуары, где формируются нефтяные скопления.

На фоне общих закономерностей преобразования органических соединений биогенной природы в осадочных толщах особенность нефтеобразования проявляется в специфике исходного ОВ, во влиянии состава пород и их соотношения с ОВ на характер превращения пред-УВ в нефтяные УВ в зоне мезокатагенеза, в роли миграционных процессов в формировании скоплений УВ в недрах. Иными словами, нефтеобразование выступает как частное проявление общих закономерностей преобразования ОВ в процессе литогенеза [Вассоевич и др., 1981].

Анализ нефтеобразования с позиций геохимической истории биомолекул подтверждает вывод Н.Б. Вассоевича о том, что "в свете новейших данных нефтеобразование представляет собой длительный стадийный процесс, берущий начало, как это отметил В.И. Вернадский, еще в живом веществе и завершающийся в осадочных породах, содержащих ОВ, на этапе мезокатагенеза" [1972, с. 51]. Стадии нефтеобразования, по Н.Б. Вассоевичу, составляют предысторию нефти, предшествующую появлению нефти

как таковой (в залежах). Нефтеобразование включает образование УВ и их предшественников на основных этапах геохимической истории биомолекул: биосферном (экосистемном), геополимерном и углеводородном. С ними связано пять основных генераций в осадках и породах нефтяных УВ, выделенных Н.Б. Вассоевичем [Вассоевич, 1967, 1972; Вассоевич и др., 1967; Гусева, Лейфман, 1978].

Эти генерации характеризуют предысторию нефти, начинающуюся в живом веществе и продолжающуюся до главной фазы нефтеобразования (Н.Б. Вассоевич); собственно история нефти начинается с главной фазы нефтеобразования, т.е. со времени существования нефти в качестве фазообособленной системы в нефтяных залежах. Фоссилизация биомолекул-предшественников и нефть как система природного раствора разделены длительным периодом предыстории нефти.

Заключение. В круговороте углерода в стратисфере принимают участие будущие соединения нефти в виде унаследованных УВ и разных форм пред-УВ, претерпевающих соответствующие преобразования в ходе геохимической истории биомолекул – предшественников соединений нефти.

Нефть попадает в круговорот углерода в стратисфере уже в качестве фазообособленной системы, в скоплениях. Гипергенетические, катагенетические и миграционно-фильтрационные вторичные изменения нефтей определяют разнообразие форм участия нефти и ее дериватов (мальты, асфальты, асфальтиты, кериты, антракосолиты и др.) в круговороте углерода в стратисфере. Возвращение углерода, заключенного в соединениях нефти, в биотический круговорот возможно или в молекулярной форме, или в виде простых соединений углерода. Первое связано с биодеградацией нефтей в условиях гипергенеза, причем в метаболизм микроорганизмов вовлекаются хемофоссилии, наиболее близкие к исходным биомолекулам, например *n*-алканы, изопренаны, стераны и гопаны и некоторые другие. Последовательность микробиологического окисления УВ нефтей при биодеградации свидетельствует о потреблении микроорганизмами унаследованных структурных элементов – длинных алифатических цепей и алифатических и циклических структур изопреноидного характера, принадлежащих как фоссилизированным биомолекулам – истинным реликтам, так и геохимическим дериватам биомолекул. В связи с этим биодеградация нефтей предстает как процесс возвращения биомолекул в биотический круговорот углерода после длительного перерыва, вызванного геологическими причинами.

Возвращение в биотический круговорот происходит также при разрушении соединений нефти до простых соединений углерода, что возможно как при химическом окислении в зоне гипергенеза, так и при термической деструкции в условиях апокатагенеза и метаморфизма.

ЛИТЕРАТУРА

Вассоевич Н.Б. О взглядах В.И. Вернадского на происхождение нефти. – Сов. геология, 1963, № 3, с. 25–42.

Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). – Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 135–157.

Вассоевич Н.Б. Исходное вещество для нефти и газа. – В кн.: Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. М.: Недра, 1972, с. 39–70.

- Вассоевич Н.Б.* Вклад ученых Академии наук в развитие нефтяной геологии (к 250-летию юбилею Академии). - Изв. АН СССР. Сер. геол., 1974, № 5, с. 123-134.
- Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Гусева А.Н., Оленин В.Б.* Углеводороды в осадочной оболочке Земли. - Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1967, № 5, с. 36-48.
- Вассоевич Н.Б., Гусева А.Н., Лейфман И.Е.* Биогеохимия нефти. - Геохимия, 1976, № 7, с. 1075-1083.
- Вассоевич Н.Б., Гусева А.Н., Лейфман И.Е.* Молекулярная биогеохимия фоссиллизации органического вещества. - В кн.: Тез. докл. VIII Междунар. конгр. по орган. геохимии. М.: Наука, 1977, т. 1, с. 121-122.
- Вассоевич Н.Б., Гусева А.Н., Лейфман И.Е.* Современные геохимические доказательства осадочно-миграционной природы нефти. - В кн.: Происхождение нефти и газа, их миграция и закономерности образования и размещения нефтяных и газовых залежей: Тез. докл. Респ. совещ. Львов, 1981, ч. 1, с. 11-13.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В.* Главная фаза нефтеобразования. - Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1969, № 6, с. 3-27.
- Вернадский В.И.* Очерки геохимии. М.: Горгеонефтеиздат, 1934. 380 с.
- Гусева А.Н., Лейфман И.Е.* О химизме процессов нефтеобразования. - В кн.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978, с. 112-123.
- Гусева А.Н., Лейфман И.Е.* Об общих закономерностях преобразования органического вещества в процессе литогенеза. - В кн.: Органическое вещество в современных и ископаемых осадках: Тез. докл. VI Всесоюз. семинара. М.: Изд-во МГУ, 1979, с. 19-20.
- Лейфман И.Е.* Молекулярные механизмы фоссиллизации органического вещества. - В кн.: Органическое вещество в современных и ископаемых осадках. - Тез. докл. VI Всесоюз. семинара. М.: Изд-во МГУ, 1979, с. 30-32.
- Лейфман И.Е.* Биогеохимия горючих ископаемых. - В кн.: Ресурсы энергетического сырья: Горючие ископаемые. М.: Наука, 1980, с. 161-168.
- Петров Ал.А.* Реликтовые углеводороды нефтей и их геохимическое значение. - В кн.: Происхождение нефти и газа, их миграция и закономерности образования и размещения нефтяных и газовых залежей: Тез. докл. совещ. Львов, 1981, ч. 1, с. 41-42.
- Радченко О.А.* К вопросу о механизме нефтеобразования. - ДАН СССР, 1968, т. 182, № 1, с. 193-196.
- Соколов Б.А., Мельников Ф.П.* Углеводородная сфера Земли. - ДАН СССР, 1981, т. 261, № 2, с. 471-474.
- Успенский В.А.* Стадии нефтеобразования и их место в системе геохимических циклов углерода. - Сов. геология, 1955, сб. 47, с. 29-43.
- Успенский В.А.* Основные этапы геохимической эволюции рассеянного органического вещества. - В кн.: Рассеянное органическое вещество горных пород и методы его изучения. Новосибирск: Наука, 1977, с. 3-24. (Тр. Ин-та геологии и геофизики СО АН СССР; Вып. 334).
- Успенский В.А., Радченко О.А.* К вопросу генезиса типов нефтей. Л., М.: Гостоптехиздат, 1947. 80 с. (Тр. ВНИГРИ. Н.С.: Вып. 19).
- Успенский В.А., Чернышева А.С., Мандрыкина Ю.А.* О рассеянной форме нахождения углеводородов в различных осадочных породах. - Изв. АН СССР. Сер. геол., 1949, № 5, с. 41-51.

О СТАДИЙНОСТИ И НАПРАВЛЕННОСТИ РАЗВИТИЯ ГЛАВНОЙ ФАЗЫ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ

Можно полагать, что одним из наиболее крупных теоретических достижений нефтегазовой геологии и геохимии второй половины XX в. явилось доказательство стадийности процесса генерации нефти и газа и выделение главной фазы нефтеобразования (ГФН). Обоснование этого фундаментального положения, имеющего огромное теоретическое и практическое значение, неразрывно связано с именем выдающегося советского литолога и геохимика Н.Б. Вассоевича. Опираясь на анализ накопленных в различных странах данных и на результаты собственных исследований условий образования нефти в Предкавказье, он еще в 1952–1953 гг. ввел понятие о микро нефти – углеводородной фракции рассеянного органического вещества, содержащегося во всех осадочных породах субаквального типа. Было отмечено, что сходство микро нефти с нефтью промышленных залежей усиливается по мере развития катагенеза (его начальных и средних стадий). В 1955 г. Н.Б. Вассоевич писал: "... можно предполагать, что основное перемещение микро нефти в коллекторы происходит на более поздней стадии литогенеза – в стадию катагенеза, когда количество микро нефти несколько возрастает, а она сама приобретает сходство с макро нефтью, обогащается легкими компонентами и становится миграционно-способной" [1955б, с. 334]. В этой фразе уже проглядываются те мысли, которые позволили 12 лет спустя сформулировать принципиальное положение о ГФН, сущность которой заключается, как подчеркивал Н.Б. Вассоевич [1967; Вассоевич и др., 1969], в значительном усилении на начальных стадиях среднего катагенеза новообразования углеводородов (УВ) и в сопряженном развитии процессов их десорбции и эмиграции.

ГФН, как показывает само ее название, является закономерной и определенной стадией более общего и в целом единого направленного процесса преобразования органического вещества (ОВ), приводящего к дифференциации последнего на все более обуглероженный нерастворимый в органических растворителях остаток и на углеводородные компоненты, причем этому сопутствует отщепление и простейших неуглеводородных соединений (CO_2 , H_2O , H_2S , NH_3 , H_2 и др.). В многочисленных работах, появившихся как до, так и после формулировки понятия о ГФН, было показано, что на стадиях начального и первой половины среднего катагенеза наблюдается увеличение содержания и облагораживание состава экстрагируемых (жидких) продуктов: в них теряются гетероэлементы, возрастает количество УВ, а среди последних – насыщенных УВ, убывает количество атомов углерода в нафтеновых кольцах и соответственно возрастает их доля в алифатических цепях, снижается степень цикличности нафтенов и аренов, коэффициент "нечетности" n-алканов и т.д.

Дальнейшее воздействие катагенеза приводит к изменениям противоположного типа для некоторых из этих показателей: уменьшается количество хлороформного битумоида (ХБ) и УВ (фиксируемых применяющимися

методами анализа), происходит "покишение" состава ХВ. Эти изменения связываются с затуханием интенсивности новообразования УВ и с усилением процессов эмиграции подвижных и нейтральных компонентов.

Можно считать, что 70-е годы для нефтегазовой органической геохимии прошли под знаком развития и детализации положения о ГФН, причем подавляющее большинство исследователей акцентировали внимание на изучении различий в ее проявлении, связывая их со спецификой состава исходного ОВ. Основные результаты этого этапа исследований нашли отражение в многочисленных публикациях, в том числе в крупных обобщениях, выполненных как у нас в стране [Конторович, 1976; Генерация... , 1976], так и за рубежом [Tissot, Welte, 1978; Hunt, 1979]. В этих работах принципиальное положение о ГФН получило полное подтверждение и дальнейшее обоснование.

Все возрастающий поток геохимической информации позволяет в настоящее время подойти к изучению ГФН более широко и более дифференцированно. Появились возможности проследить особенности ее проявления: 1) в относительно большом количестве осадочных бассейнов¹, 2) в широком спектре различных литологических типов пород, 3) в широком диапазоне градаций катагенеза, 4) на основе изучения изменения состава различных компонентов ОВ (керогена, экстрактов, углеводородов и их отдельных классов).

На основе анализа изменений в катагенезе элементного состава керогена, количества ХВ и группового состава УВ было исследовано влияние минеральной среды и ее количества на динамику и состав продуктов трансформации ОВ [Иванов, 1980; Иванов, Щербань, 1981, 1982].

Установлено, что с увеличением отношения ОВ/порода суммарный состав продуктов деструкции керогена² глинистых пород в диапазоне градаций ПК₂–МК₂ независимо от типа ОВ становится все более неуглеводородным. При этом за счет более экономного расходования Н на указанных этапах катагенеза ОВ в породах с высоким его содержанием увеличивает свой нефтегазоматеринский (НМ-) потенциал и в дальнейшем, видимо, реализует его более полно. Особенностью преобразования низкоконцентрированных и обогащенных до 10–12% форм ОВ являются резкие изменения состава суммарного продукта на градациях ПК₃, МК₂ и в интервале между МК₂ и МК₃. Отчетливо проявляется и влияние состава минеральной среды: до градации МК₂–МК₃ доля Н в суммарном продукте трансформации ОВ карбонатов меньше, чем в концентрированном ОВ глинистых пород. Указанные выводы, полученные на природных объектах, хорошо подтверждаются данными по термолизу искусственных органо-минеральных смесей [Espitalid et al., 1980].

При дальнейшем усилении воздействия факторов катагенеза различия в составе генерируемых продуктов сглаживаются и не зависят от литологического фактора и содержания ОВ (по крайней мере до его концентрации в 10–15%).

¹ Имеется уже более десяти достаточно полно изученных с органо-геохимической точки зрения разрезов разнотипных и разновозрастных осадочных бассейнов.

² Суммарный состав продуктов деструкции определялся в данном случае направлением векторов изменения элементного состава керогена на диаграмме Н/С_{атом} – Н = 2(О + N + S)/С_{атом} [Лейфман, Вассоевич, 1980].

Существование ряда отличий в динамике генерации и эмиграции ХБ в литологически разнородных породах с рассеянным ОВ, намечающиеся связи между перестройкой минеральной подсистемы и поведением органических компонентов также подтверждают влияние состава минеральной среды на динамику и степень реализации ОВ своего нефтематеринского потенциала.

Если оперировать с разноконцентрированным ОВ в литологически сходных породах, то видно, что с увеличением содержания ОВ замедляются темпы роста битумоидного (β^{XB}) и углеводородного (μ_3) коэффициентов, а степень битуминозности углей (как гумусовых, так и богхедов) и пород, обогащенных арконовым (гумусовым) ОВ, даже снижается. Эти закономерности фиксируются опять же только до градации МК₂–МК₃.

Таким образом, результаты проведенного анализа показывают, что состав и количество минеральной фазы влияют на направленность изменения керогена и на динамику образования ХБ и УВ. Это влияние проявляется в рассмотренных объектах приблизительно до градаций МК₂–МК₃. Поэтому можно говорить о выделении в разрезе осадочного бассейна нескольких зон, различающихся по той роли, которую играют в преобразовании ОВ различные факторы. При этом в период вступления в ГФН особое значение приобретает термокаталитический фактор.

Рассмотрим теперь изменения количественных и качественных характеристик отдельных групп и классов УВ в разрезах конкретных бассейнов. Различные авторы на примерах отдельных разрезов и бассейнов отмечали неравномерное поведение коэффициента алифатичности (МН/НА). Обобщение этих материалов [Иванов, Щербань, 1982] показывает, что на грациях катагенеза МК₁–МК₂ во многих случаях (средний карбон Донбасса, тоарские сланцы Парижского бассейна, формация Грин-Ривер и др.) наблюдается спад значений МН/НА, т.е. имеет место относительное обогащение УВ нафтеново-ароматическими соединениями (рис. 1). При дальнейшем погружении пород коэффициент алифатичности повсеместно возрастает (во всяком случае, до градации МК₃₋₄).

Дж. Филиппи [Philippi, 1965], изучая эволюцию ОВ в бассейнах Лос-Анджелес и Вентура, показал, что на фоне увеличения μ_3 происходит сначала снижение нафтового коэффициента $K_{нафт}^1$, а затем его резкое возрастание. Аналогичные результаты были получены по меловым отложениям бассейна Дуала [Albrecht et al., 1976]. Что касается формации Грин-Ривер [Tissot et al., 1978], то, к сожалению, наиболее важный в указанном отношении интервал разреза 2,6–4,6 км оказался не охарактеризованным анализами; ниже этого интервала $K_{нафт}$ резко возрастает.

Принципиально схожая картина выявляется и в отношении молекулярно-массового распределения n-алканов в катагенезе. Мерой может служить, по аналогии с $K_{нафт}$ Дж. Филиппи, отношение алканов с 16–22 атомами к алканам с 23–29 атомами С в цепи (алкановый коэффициент – $K_{алк}$). Изменение этого коэффициента может происходить двумя путями. В большинстве объектов, например сланцы Грин-Ривер [Tissot et al., 1978], тоарские сланцы Парижского бассейна [Tissot et al., 1971], меловые по-

¹ Нафтовый коэффициент, по Дж. Филиппи, представляет собой отношение содержания нафтонов с одним и двумя кольцами в молекуле к 3-, 4- и 5-кольчатым.

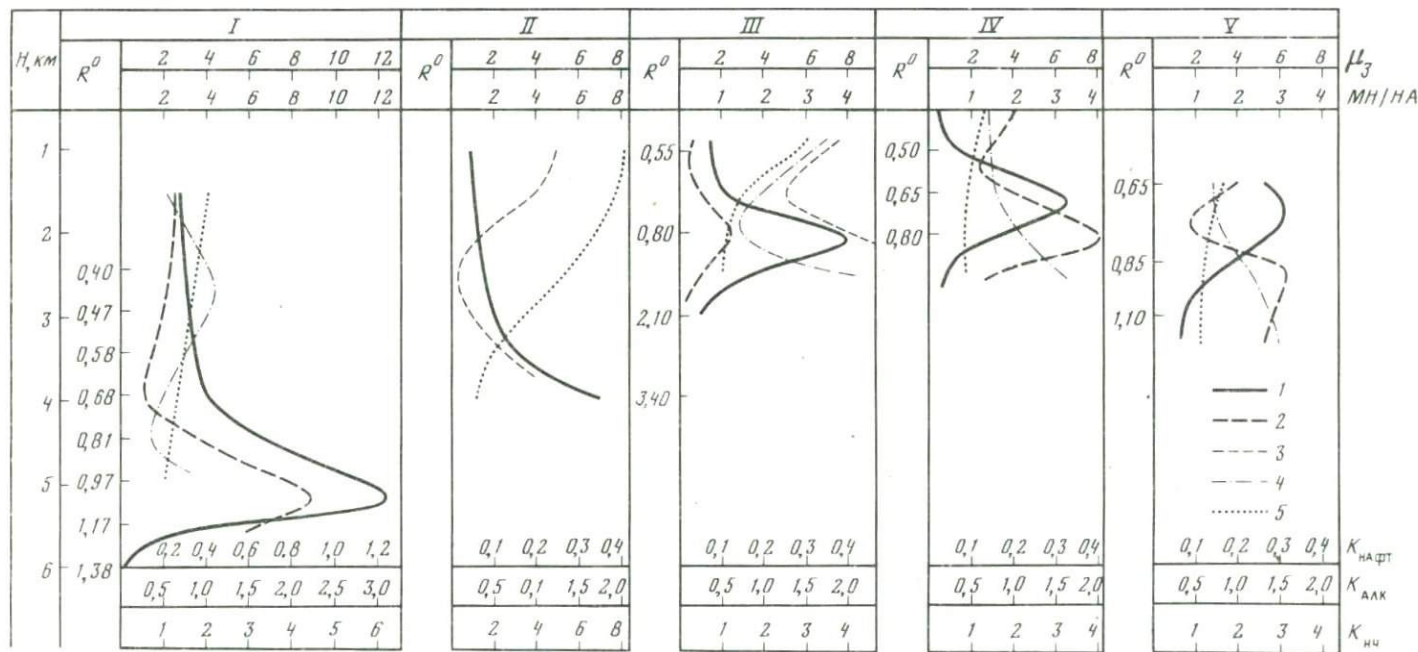


Рис. 1. Характер изменения в катагенезе содержания УВ в ОБ (1), коэффициентов: алифатичности – МН/НА (2), нафтенового – $K_{\text{НАФТ}}$ (3), алканового – $K_{\text{АЛК}}$ (4) и "нечетности" – $K_{\text{НЧ}}$ (5)

Объекты: I – формация Грин-Ривер, США [Tissot et al., 1978], II – неогеновые отложения бассейна Лос-Анджелес, США [Philippi, 1965], III – меловые отложения бассейна Дуала, Камерун [Albrecht et al., 1976]; IV, V – олигоценные отложения бассейнов: IV – Анадырского, V – Хатырского (материалы авторов). Глубины погружения для объекта I максимальные, для остальных – современные

роды бассейна Дуала [Albrecht et al., 1976], доманиковые отложения Волго-Уральской области [Шиманский и др., 1978], гумусовые угли Донбасса [Соколов и др., 1977] и другие, где высокомолекулярные алканы первоначально (в седименто- и диагенезе) находились в подчиненном положении, на глубинах, отвечающих началу генерации ХБ и УВ, наблюдается заметное возрастание их доли, т.е. снижение $K_{алк}$. В других случаях (отложения дельты р. Махакам, о-в Калимантан [Combaz et al., 1978] или Анадырский бассейн) начальная фаза новообразования УВ характеризуется отсутствием изменения или слабым увеличением $K_{алк}$. Для обоих рассматриваемых вариантов характерно, что наиболее значительное возрастание доли легких алканов приурочено к глубинам, на которых генерация ХБ и УВ, фиксируемых при помощи используемых методов анализа, начинает снижаться.

Таким образом, в каждом конкретном бассейне (см. рис. 1) вне зависимости от типа ОБ минимальные значения отношения МН/АР отмечаются на меньших глубинах, чем минимальные значения на кривой изменения $K_{нафт}$, который, в свою очередь, находится выше, чем минимум или начало резкого возрастания $K_{алк}$, т.е. выдерживается строгая последовательность генерации продуктов определенного состава (ароматических – нафтеновых – алкановых) и изменения их молекулярно-массового распределения. Следовательно, правомерно говорить о стадийности образования определенных групп УВ, на которую накладывается более общая тенденция снижения их средней молекулярной массы. Качественные изменения в составе генерируемых продуктов, равно как и смещение центра молекулярно-массового распределения в сторону низкомолекулярных компонентов, могут быть вызваны как генерацией все более легких УВ за счет керогена и растворимых углеводородных продуктов, так и последовательным распадом самих УВ¹.

Определенную ясность в этот вопрос вносит анализ изменений, отражающихся в таком параметре, как коэффициент нечетности n-алканов ($K_{нч}$). На статистическом материале уже давно показана обратная связь $K_{нч}$ с содержанием в ОБ УВ [Bray, Evans, 1961, 1965]. Однако для конкретных геологических объектов снижение $K_{нч}$ примерно соответствует возрастанию количества насыщенных УВ лишь до определенного предела². Ниже этого рубежа снижение $K_{нч}$, как показывают расчеты (см. таблицу), уже не может быть обеспечено наблюдаемым возрастанием содержания насыщенных УВ. Так как предполагать образование n-алканов с $K_{нч}$ меньшим, чем единица, пока нет оснований, единственным объяснением этого явления могут быть трансформации самих УВ, среди которых преобладают реакции, если судить по резкому возрастанию $K_{алк}$, ведущие к разукрупнению молекул.

Данный вывод подтверждается и результатами лабораторного моделирования. При термоллизе образца сланца в опытах Д.Х. Вельте [1970]

¹ Несомненно, что появление тех или иных продуктов является суммарным выражением целого ряда конкурирующих химических реакций, расшифровать механизм которых в настоящее время вряд ли возможно.

² В балансовых расчетах принималось, что новообразующиеся алканы имеют $K_{нч} = 1$.

Масштабы генерации УВ в различных нефтегазоносных бассейнах

Бассейн	Интервалы глубин, км	Количество (в %) новообразованных УВ, рассчитанное		Литературный источник
		по увеличению $\beta^{МН}$ (μ_3)	по уменьшению $K_{нч}$	
Лос-Анджелес	1-3	1,0*	0,6	[Philippi, 1965]
	3-4	5,0*	20,7	
Вентура	0-4	2,1*	2,8	-
	4-4,8	2,9*	10,6	
Грин-Ривер	1,5-4	1,4	2,2	[Tissot et al., 1978]
	4-5,2	5,1	30,6	
Парижский	0,5-1,5	0,4	0,5	[Tissot et al., 1971]
	1,5-2,5	1,3	6,3	
Дуала	0,7-1,5	0,3	0,4	[Albrecht et al., 1976]
	1,5-2,2	3,7	$\rightarrow \infty$	
Анадырский	0,5-1,2	0,6	0,6	Материалы авторов
	1,2-2	3,5	$\rightarrow \infty$	

* Количество новообразованных УВ рассчитано по увеличению μ_3 .

Примечание. Коэффициенты: $\beta^{МН}$ – метаново-нафтенный, μ_3 – углеводородный.

содержание УВ возрастало от 1,3 до 15%, т.е. в 11,5 раза, $K_{нч}$ при этом снижался от 4,2 до 1. Нетрудно подсчитать, что разбавление новообразующимися алканами, имеющими $K_{нч} = 1$, в 11,5 раза привело к снижению $K_{нч}$ лишь до 1,26.

Таким образом, приведенные данные могут свидетельствовать о том, что при достижении породами градаций среднего мезокатагенеза (примерно МК₂) заметно усиление роли деструктивных процессов, затрагивающих даже наиболее стабильную фракцию ОВ – насыщенные УВ. Поскольку растворимые компоненты ОВ, изучаемые по принятой в СССР схеме массовых битуминологических исследований, включают в себя лишь часть УВ с температурами кипения более 250°С (молекулы C₁₅₊), снижение молекулярной массы экстрагируемых УВ по мере усиления катагенеза проявляется в том, что все большая доля УВ оказывается вне поля зрения исследователя.

В пользу последнего вывода свидетельствует анализ распределения ХБ и УВ в разрезах мощных (1,5–2,5 км) глинистых толщ майнищкой и ионайской свит олигоценового возраста, развитых соответственно в Анадырском и Хатырском бассейнах Южной Чукотки (рис. 2). В обоих случаях наблюдается вполне закономерная картина. Несмотря на неблагоприятные условия эмиграции (отсутствие прослоев пород-коллекторов), на глубинах свыше 2 км происходит направленное снижение степени битуминозности ОВ и содержания в последнем УВ. Если принять, что снижение содержания ХБ и УВ обусловлено исключительно оттоком подвижных компонентов, как это обычно трактуется, то, по принятым методикам оценки количеств эмигрировавших веществ [Неручев, 1969; Конторович, 1970], на глубинах 3,2–3,5 км коэффициент эмиграции в обоих случаях более 80%.

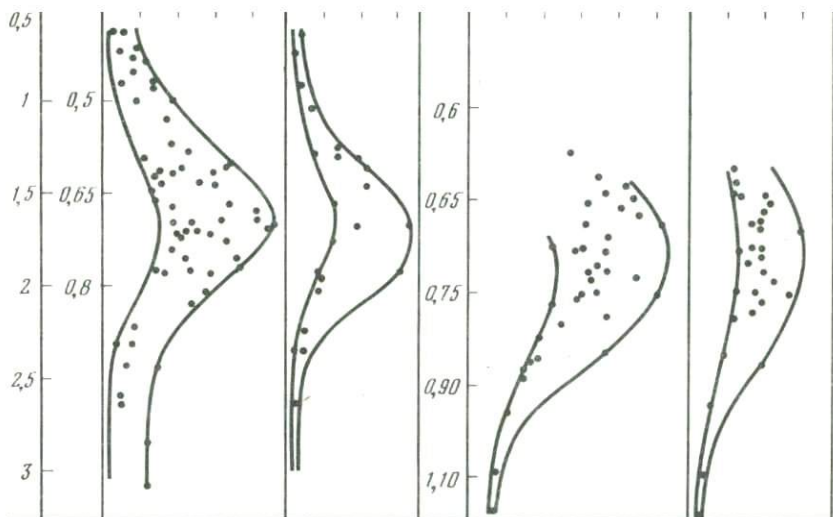


Рис. 2. Характер изменения полей значений битумоидного (β^{XB}) и углеводородного ($\beta^{УВ}$) коэффициентов в олигоценовых отложениях Анадырского (1) и Хатырского (2) бассейнов

Если принять тезис о затрудненной эмиграции УВ из мощных глинистых пластов [Вассоевич, 1955а, б; Вассоевич и др., 1971; Конторович, 1976], приведенные факты не получают удовлетворительного объяснения.

В то же время они могут подчеркивать реальность рассмотренного выше процесса постепенного и направленного облегчения продуктов преобразования ОВ, которые непрерывно выводятся из состава изучаемой фракции. И эмиграция, которая несомненно имеет место, это явление приводит к снижению количества экстрагируемых веществ и их "поокислению". Итак, рассмотренные материалы подтверждают и детализируют представления о стадийности процесса прогрессивного нафтидогенеза, причем стадийность, как выясняется, отличается значительной сложностью. Она, являющаяся, по существу, одной из стадий этого общего прерывисто-непрерывного процесса, может расчленяться, в свою очередь, на ряд фаз и более мелких подразделений, в зависимости от целей и возможностей исследователя.

На данном этапе познания, видимо, можно говорить о двух типах стадийности проявления ГФН. С точки зрения определяющих этот процесс факторов в первом типе выделяются две подстадии. Первая включает прото- и начальный мезокатагенез и характеризуется активным влиянием минеральной среды на эволюцию ОВ. Общая направленность преобразования последнего определяется в каждом конкретном случае различной интенсивностью термokatалитического воздействия. Вторая подстадия, включающая средний мезокатагенез, когда ГФН начи-

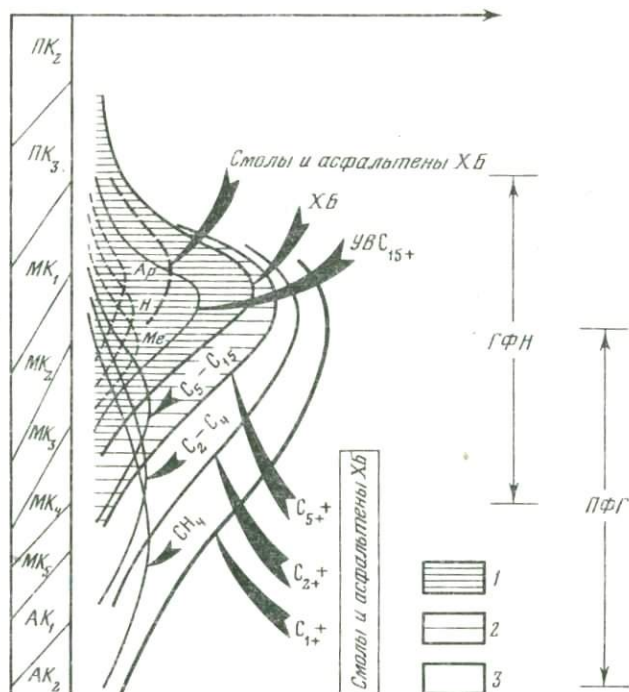


Рис. 3. Принципиальная схема стадийности и последовательности генерации углеводородных и углеводородистых подвижных продуктов преобразования ОВ в катагенезе

ГФН — главная фаза нефтеобразования; ПФГ — поздняя фаза газообразования
1 — нефть; 2 — конденсат; 3 — УВ-газ

нает затухать, отличается направленным и постепенным изменением состава ОВ, что может быть связано с решающим влиянием одного фактора — скорее всего, температурного.

Второй тип (или уровень) стадийности обусловлен последовательным образованием и распадом определенных химических групп и классов соединений.

На предлагаемой схеме (рис. 3) показано, например, что фазу генерации УВ, содержащих более 15 атомов углерода (C₁₅₊), можно разделить по меньшей мере на три подфазы, отвечающие максимумам в образовании трех основных классов УВ — аренов, нафенов и алканов.

Эта стадийность образования все более легких по молекулярно-массовому распределению соединений проявляется в виде давно подмеченной тенденции изменения подвижных продуктов трансформации ОВ. Исходя из нее, можно полагать, что легкие УВ (C₅—C₁₅), составляющие основу бензиновых и керосиновых фракций нефти, наиболее интенсивно образуются несколько позднее (ниже по разрезу), чем УВ C₁₅₊, фиксируемые традиционными методами анализа. В данной схеме зона наибольшего

развития метанообразования является логическим завершением общего процесса генерации УВ и, с учетом положения в пространстве зон максимальной генерации жирных газов и УВ C_5-C_{15} , вряд ли имеет резко обособленное положение на схеме прогрессивного нафтидогенеза.

В свете изложенного можно лишний раз удивляться научной прозорливости Н.Б. Вассоевича, который в 1955 г., предвосхищая результаты дальнейших исследований, писал: "По мере погружения микронептематеринских пород происходит: а) потеря микронептею обязательных для нее аксессуарных элементов (S, N, O); б) ее метанизация за счет нафтенных УВ; в) обогащение низкомолекулярными компонентами (за счет распада молекул), в том числе и газами. . ." [Вассоевич, 1955 а, с. 77–78].

ЛИТЕРАТУРА

- Вассоевич Н.Б.* О происхождении нефти. – Тр. ВНИГРИ. Н.С., 1955а, т. 1, вып. 83, с. 9–98.
- Вассоевич Н.Б.* Стадии развития нефтематеринских отложений терригенного типа. – В кн.: Происхождение нефти. М.: Гостоптехиздат, 1955б, с. 11–40.
- Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). – Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 135–156.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В.* и др. Проявление главной фазы нефтеобразования в майкопских глинистых отложениях Западно-Кубанского прогиба. – Нефтегазовая геология и геофизика, 1971, № 2, с. 12–15.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В.* Главная фаза нефтеобразования. – Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1969, № 6, с. 3–27.
- Вельге Д.Х.* Генезис углеводородов в осадочных породах. Исследование термического разложения керогена и особенно образования n-алканов. – В кн.: Органическая геохимия. М.: Недра, 1970, с. 140–150.
- Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков. Новосибирск: Наука, 1976. 198 с.
- Иванов В.В.* Влияние минеральной среды на динамику нефтеобразования. – ДАН СССР, 1980, т. 254, № 2, с. 440–443.
- Иванов В.В., Щербань О.В.* Особенности нефтеобразования в различных седиментах и их ассоциациях. – Изв. АН СССР. Сер. геол., 1981, № 2, с. 8–20.
- Иванов В.В., Щербань О.В.* Влияние концентрации минеральной составляющей на динамику и продукты нафтидогенеза. – В кн.: Методы оценки нефти- и газоматеринского потенциала седиментитов. М.: Наука, 1982, с. 96–101.
- Конторович А.Э.* Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа. – Тр. СНИИГГиМС, 1970, вып. 95, с. 4–51.
- Конторович А.Э.* Геохимические основы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 249 с.
- Лейфман И.Е., Вассоевич Н.Б.* Новая диаграмма для сопоставления горючих ископаемых и их предшественников по атомным соотношениям водорода. – ДАН СССР, 1980, т. 253, № 3, с. 674–678.
- Неручев С.Г.* Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1969. 240 с.
- Соколов В.А.* Очерки генезиса нефти. М.: Л.: Гостоптехиздат, 1948. 460 с.
- Соколов В.Л., Симоненко В.Ф., Гуляева Н.Л.* Экспериментальная оценка эволюции газообразования при улефикации. – В кн.: Условия образования нефти и газа в осадочных бассейнах. М.: Наука, 1977, с. 80–90.
- Шуманский В.К., Шапиро А.И., Гоман Я.Н.* Некоторые особенности распределения n-алканов РОВ пород различных стадий литогенеза. – В кн.: Рассеянное органическое вещество на разных этапах литогенеза осадков и процессы нефтеобразования. Л.: Недра, 1978, с. 79–98.
- Albrecht P., Vandenbroucke M., Mandengue M.* Geochemical studies on the organic matter

from Douala Basin (Cameroon). I. Evolution of the extractable organic matter and the formation of petroleum. – *Geochim. et cosmochim. acta*, 1976, vol. 40, p. 791–799.

Bray E.E., Evans E.D. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds. – *Geochim. et cosmochim. acta*, 1961, vol. 25, p. 2–15.

Bray E.E., Evans E.D. Hydrocarbons in non-reservoir rock source beds. – *AAPG Bull.*, 1965, vol. 49, p. 248–257.

Combaz A., Matharel M. de. Organic sedimentation and genesis of petroleum in Mahacam Delta, Borneo. – *AAPG Bull.*, 1978, vol. 62, p. 1684–1695.

Espitalié J., Madec M., Tissot B. Role of mineral matrix in kerogen pyrolysis: Influence on petroleum generation and migration. – *AAPG Bull.*, 1980, vol. 64, p. 59–66.

Hunt J.M. Petroleum geochemistry and geology. San Francisco: W.H. Freeman, 1979. 617 p.

Philippi G.T. On the depth, time and mechanism of petroleum generation. – *Geochim. et cosmochim. acta*, 1965, vol. 29, p. 1021–1051.

Tissot B., Califet-Debyser J., Deroo G., Oudin J.L. Origin and evolution of hydrocarbons in Early Toarcian Shales, Paris Basin, France. – *AAPG Bull.*, 1971, vol. 55, p. 2177–2193.

Tissot B., Deroo G., Hood A. Geochemical study of the Unita Basin: formation of petroleum from the Green River Formation. – *Geochim. et cosmochim. acta*, 1978, vol. 42, p. 1469–1485.

Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence. N.Y.: Spring-Verl., 1978. 538 p.

Нефтегазоносность осадочных бассейнов

УДК 012:553.892

/ Б.А. Соколов

О РАЗВИТИИ Н.Б. ВАССОЕВИЧЕМ УЧЕНИЯ
О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

Жизнь и деятельность выдающегося советского геолога, ученого с мировым именем Николая Брониславовича Вассоевича стала достоянием истории, но его научные представления и практические рекомендации продолжают активно служить геологической науке, широко применяются при поисках различных полезных ископаемых, и в первую очередь нефти и газа.

Научное наследие Н.Б. Вассоевича велико и разнообразно. Своей более чем полувековой творческой деятельностью он оказал значительное влияние на развитие самых различных направлений геологии. Его исследования касались вопросов стратиграфии мезозойских и кайнозойских отложений, ритмостратиграфии, литологии, тектоники, учения о фациях и формациях, региональной геологии Кавказа, Закавказья, Средней Азии, Восточно-Европейской и Сибирской платформ, Дальнего Востока и Северо-Востока СССР, геологии и геохимии горючих ископаемых, методики поисков нефти и газа, нефтегазоносности докембрия, биосферы, истории геологии, понятийно-терминологической базы геологии, методики преподавания геологических дисциплин.

Золотой фонд советской геологии составляют фундаментальные исследования Н.Б. Вассоевича проблемы происхождения нефти, развивающие представления А.Д. Архангельского, В.И. Вернадского и И.М. Губкина. Решение этой проблемы он в первую очередь связал с геохимией нефти и газа и с нефтегазовой литологией. Уже в 1954 г. Н.Б. Вассоевич пришел к чрезвычайно важному открытию связи литогенеза нефтематеринских толщ со стадийностью процесса нефтегазообразования. Это позволило ему сформулировать "современный, наиболее разработанный и всесторонне аргументированный вариант органической теории", названный им осадочно-миграционной теорией (ОМТ) нефтеобразования [Вассоевич, 1979а, с. 114]. Основу этой теории составляют понятия о главной фазе нефтеобразования (ГФН) и главной зоне нефтеобразования (ГЗН).

Заслуга Н.Б. Вассоевича заключается в том, что он впервые достаточно четко и научно обоснованно увязал нефтегазообразование со стадиями катагенеза и показал, что на ранних и поздних стадиях катагенеза генерируется газ, а на средней (в температурной зоне 60–150°С) помимо газа, образуется нефть. Именно этот температурный интервал, располагающийся обычно на глубинах более 1,5–2 км, и отвечает ГФН и ГЗН. Все эти пред-

ставления в целом мы предложили именовать "каноном Вассоевича" [Соколов, 1981а].

Согласно ОМТ нефтегазообразование рассматривается как непрерывно развивающийся процесс в осадочных бассейнах, определенным образом ограниченный в пространстве и во времени. Нефтегазоносность является свойством осадочного бассейна, возникающим на отдельных этапах его развития, когда нефтематеринские отложения попадают в условия ГФИ. Эти представления оказали решающее влияние на дальнейшее развитие учения о нефтегазоносных бассейнах и позволили разработать историко-генетический метод оценки перспектив их нефтегазоносности.

Вклад Н.Б. Вассоевича заключается в развитии эволюционно-генетической стороны теории нефтегазоносных бассейнов, в обосновании причинно-следственных связей между историей формирования бассейна и его нефтегазоносностью, в использовании системного анализа применительно к нефтегазоносным бассейнам. Другими словами, Н.Б. Вассоевич заложил основы эволюционно-генетического направления учения о нефтегазоносности осадочных бассейнов, что способствовало как дальнейшей разработке теории нефтегазоносных бассейнов, так и раскрытие законов формирования нефтегазовых месторождений и размещения их в недрах Земли [Соколов, 1980].

Решение вопросов размещения месторождений нефти и газа и нефтегазогеологического районирования для Н.Б. Вассоевича никогда не являлось главной задачей, хотя он ими начал интересоваться еще в 30-х годах, практически до изучения генезиса нефти. В этой связи следует упомянуть работы Н.Б. Вассоевича, касающиеся условий формирования и строения нефтяных месторождений Грузии. Более глубокая проработка этого направления нефтегазовой геологии была осуществлена позже, начиная с 50-х годов, когда он вплотную занялся проблемой происхождения нефти и газа.

В целом исследования Н.Б. Вассоевича региональной нефтегазовой геологии отличают две характерные черты: 1) связь с условиями нефтегазообразования (генетический аспект), 2) ее рассмотрение во взаимодействии и взаимосвязи с развитием литосферы и биосферы (системный аспект). Не случайно Н.Б. Вассоевич любил повторять слова Ж. Ламарка, что верное средство достичь хорошего знания предмета (вплоть до деталей) – это рассмотреть его сначала в целом. Он также считал очень удачным высказывание М.Я. Рудкевича, что формирование залежей нефти и газа – это часть единого процесса развития крупных осадочных бассейнов [Вассоевич, 1977, с. 4].

В эволюции взглядов Н.Б. Вассоевича на теорию нефтегазоносных бассейнов (НГБ), посвятившего ей около 30 работ, несколько условно можно наметить два периода: первый охватывает 50-е и 60-е годы, а второй – 70-е и начало 80-х.

Первый период, начало которого можно связывать с опубликованием в 1952 г. работы "Геология нефти", написанной для справочника "Спутник полевого геолога-нефтяника", характеризуется сравнительно ограниченным интересом Н.Б. Вассоевича к вопросам региональной нефтегазовой геологии. Это нашло, в частности, отражение в количестве опубликованных по этой теме работ, не превышающем одного десятка.

Тем не менее Н.Б. Вассоевич одним из первых в 1954 г., одновремен-

но с И.В. Высоцким и В.Е. Хаиным, полностью признал представление о нефтегазоносных бассейнах, введенное в 1953 г. И.О. Бродом. Во втором издании "Спутника полевого геолога-нефтяника" [Вассоевич, Успенский, 1954] он вслед за И.О. Бродом писал, что нефтегазоносные бассейны отвечают депрессионным участкам земной коры и включают в себя как нефтесборные площади (зоны нефтегазогенерации), так и зоны нефтегазонакопления. Более того, в этой работе он впервые сделал очень интересный вывод, который мы только сейчас начинаем применять в практической работе, о том, что нефтегазоносные бассейны остаются более или менее постоянными обычно только в течение одного-двух циклов тектонического развития.

В более поздней работе "О критике органической теории образования нефти" Н.Б. Вассоевич специально обращает внимание на генетическую природу нефтегазоносных бассейнов, отождествляя их с очагами генерации углеводородов. Он пишет, что "все более или менее крупные депрессии, выполненные осадочными горными породами, содержащими органическое вещество... являются областями газонефтеобразования... Поэтому совершенно закономерно связывать очаги газонефтеобразования с депрессионными участками земной коры" [Вассоевич, 1958, с. 383]. Следует отметить, что здесь Н.Б. Вассоевич впервые ввел в литературу термин "очаг нефтегазообразования".

Вопрос о связи нефтегазоносности с депрессиями Н.Б. Вассоевич рассматривает и в другой своей работе — "Микронефть", где он отмечает, что "перспективны все седиментационные бассейны, все депрессии, в которых накопилась более или менее мощная толща субаквальных осадочных пород" [1959, с. 157].

Вообще следует отметить, что Н.Б. Вассоевич придавал огромное значение связи нефтеобразования с депрессиями в земной коре и позднее предложил называть ее законом Губкина—Брода [1977]. Он отмечал, что "И.М. Губкин один из первых разъяснил значение депрессий для нефтеобразования", а "И.О. Брод не только назвал это положение законом, но и успешно пропагандировал его и широко использовал на практике" [1978, с. 102].

Позитивное отношение Н.Б. Вассоевича к учению о нефтегазоносных бассейнах особенно отчетливо проявилось в рецензии на рукопись хорошо известной книги "Нефтегазоносные бассейны земного шара" [1965], написанной им в 1962 г., за три года до выхода книги в свет. В ней Н.Б. Вассоевич отмечал: "Все, что мы знаем о распространении нефти и углеводородных газов на Земле, все это свидетельствует в пользу генетической связи их с областями длительного опускания. И я убежден, что большинство геологов-нефтяников примет нефтегазоносные бассейны за основную единицу при нефтегеологическом районировании". Как мы все сейчас хорошо знаем, этот прогноз полностью подтвердился.

В этой же рецензии он отмечал, что "геотектонический критерий при классификации бассейнов должен быть самым главным. И это надо везде подчеркивать. Идея о примате геотектоники должна пронизывать всю книгу". Далее, говоря о классификации, использованной в книге, он пишет, что "классификация может считаться правильной, так как она является геотектонической". Надо сказать, что и эти соображения Н.Б. Вассоевича оказались пророческими, так как до настоящего времени подавляющее

большинство классификаций бассейнов, как советских, так и зарубежных авторов, построено именно на геотектонической основе.

В конце 60-х годов Н.Б. Вассоевич опубликовал несколько статей, оказавших значительное влияние на дальнейшее развитие нефтегазовой геологии вообще и теории нефтегазоносных бассейнов в частности. Это в первую очередь "Теория осадочно-миграционного происхождения нефти" [Вассоевич, 1967] и "Углеводороды в осадочной оболочке Земли" [Вассоевич и др., 1967].

Обе работы ознаменовали новый подход к раскрытию условий формирования и размещения нефти и газа в осадочных бассейнах. В этих трудах была разработана современная теория стадийности нефтегазообразования и обоснована генетическая последовательность вертикального размещения залежей нефти и газа, имеющая место в условиях непрерывного погружения осадочных толщ и преобразования находящегося в них ОВ. Эта последовательность сверху вниз представлена газовыми залежами, нефтегазовыми и газонефтяными, газоконденсатными и снова газовыми.

Второй период, протекавший под левизом "Осадочный бассейн – родина нефти", был ознаменован более энергичной разработкой Н.Б. Вассоевичем теории НГБ. Это нашло отражение и в большем количестве публикаций на эту тему (около 20), и в расширении самой тематики, и в организации и проведении четырех Всесоюзных семинаров в 1974, 1975, 1978 и 1981 гг., специально посвященных нефтегазоносности осадочных бассейнов.

Начало второго периода можно связать с 1970 г. – годом 25-летия кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ и опубликования программной статьи Н.Б. Вассоевича (в соавторстве с сотрудниками кафедры) "Нефтегазоносный бассейн – основной элемент нефтегеологического районирования крупных территорий" [Вассоевич и др., 1970]. В этой работе, как позже писал сам Н.Б. Вассоевич [1981a], "было показано, что настало время поднять учение о нефтегазоносных бассейнах, у истоков которого стоял И.О. Брод, на новую, более высокую ступень, используя достижения науки в отношении познания условий нефтегазообразования, установления важных понятий о стадийности этого процесса, о главной фазе (зоне) нефтеобразования и главных фазах (зонах) газообразования. Целесообразно именовать это учение на новом этапе его развития учением о нефтегазоносности осадочных (осадочно-породных) бассейнов. Новая формулировка не игра слов. Из нее сразу явствует, что осадочные бассейны становятся нефтегазоносными" (с. 11).

В своих работах 70-х годов Н.Б. Вассоевич касался разных сторон теории нефтегазоносных бассейнов: определения бассейнов, их ограничения, использования системного подхода к нефтегеологическому районированию связи эволюции бассейнов с их нефтегазоносностью, а также разработки нефтегеологического районирования на генетической основе.

Н.Б. Вассоевич неоднократно отмечал, что, определяя НГБ, он исходит из положения о том, что НГБ – это осадочно-породный бассейн (ОПБ), в котором имело место нефтегазообразование; что понятие НГБ является видовым по отношению к более общему родовому понятию ОПБ; что нефтегазоносность – это свойство ОПБ, его качественное состояние на определенном этапе его развития, когда возникают очаги нефтегазо-

генерации в отложениях, вступивших в главную зону нефтеобразования (ГЗН) [1978, с. 68].

В 1970 г. Н.Б. Вассоевич с соавторами впервые подошли к определению нефтегазоносных осадочных бассейнов с позиций системного анализа, учения о целостных системах. В этой связи он писал, что понятие ОПБ имеет большое, принципиальное значение для наук, изучающих осадочную оболочку Земли. ОПБ — это не просто мощная линза осадочных горных пород, а целостная достаточно автономная система, возникающая в результате выполнения осадками крупной впадины ($n \cdot 10^3 - n \cdot 10^6$ км²), самостоятельно развивающейся в течение $10^6 - 10^8$ лет, и, следовательно, имеющая свою геологическую историю.

Именно такое целостное, как он считал, единое геологическое образование должно являться основной (естественной, следует добавить) крупной единицей формационно-структурного районирования стратисферы.

Он отмечал, что осадочные бассейны, в которых имело место нефтегазообразование, представляют собой целостные автономные динамические системы, внутри которых в неразрывной связи реализуются все процессы, начиная с захоронения ОВ и его преобразования и кончая возникновением, а иногда и разрушением сформировавшихся залежей нефти и газа. Эти бассейны и являются основным элементом нефтегеологического районирования.

По Н.Б. Вассоевичу, границы любого НГБ совпадают в точности с границами соответствующего ОПБ. Он не считал целесообразным называть нефтегазоносную часть (или части) того или иного ОПБ также нефтегазоносным бассейном или бассейнами. Соответствующие площади Н.Б. Вассоевич рекомендовал именовать ареалами. Предлагалось оконтуривать в них распространение нефтегазопроявлений и называть это ареалом нефтегазоносности (АНГ). Исключительно большое практическое значение, по Н.Б. Вассоевичу, имеет также установление в бассейне ареала (ареалов) промышленной нефтегазоносности (АПНГ), выделение которого требует изучения всего ОПБ в целом.

Н.Б. Вассоевич неоднократно подчеркивал, что нефтегазоносный осадочный бассейн является одновременно водонапорным и что, следовательно, их границы тождественны.

Таким образом, за основную единицу нефтегазогеологического районирования принимается осадочный бассейн, представляющий собой автономную целостную динамическую открытую систему. Возникающие в нем на определенной стадии развития очаги нефтегазогенерации, а затем АНГ, как отмечает Н.Б. Вассоевич, могут рассматриваться лишь как подсистемы. В свою очередь, двигаясь вверх по иерархической лестнице, осадочные бассейны составляют элементы более общей системной единицы, в качестве которой Н.Б. Вассоевич рассматривал стратисферу, являющуюся элементом земной коры [1977].

Системный подход к определению осадочных бассейнов привел Н.Б. Вассоевича к важным обобщениям как количественного, так и качественного характера.

Н.Б. Вассоевичу принадлежит ряд интересных выводов о количестве и размерах нефтегазоносных бассейнов земного шара [Вассоевич, 1978; Вассоевич и др., 1972; Вассоевич, Калинин, 1974], о содержании в них

и в стратифере в целом углеродистого ОВ, о соотношении в стратифере масс различных углеводородных соединений, таких, как нефть, углеводородный газ, уголь и т.п. [Вассоевич и др., 1973; Вассоевич, Соколов, 1978].

В своем подходе к оценке количественного распределения углеводородов в осадочных бассейнах Н.Б. Вассоевич опирался на теорию биосферы, разработанную В.И. Вернадским. Н.Б. Вассоевич справедливо считал, что "горючие ископаемые, как и вообще углеводородистые органические вещества, объединяет прежде всего общность материально-энергетического первоисточника — все они обязаны своим происхождением живому веществу биосферы и в сущности являются непрерывным следствием развития планет земного типа" [Вассоевич и др., 1976, с. 7]. Вслед за В.И. Вернадским Н.Б. Вассоевич под биосферой понимал область распространения активной жизни, не включая в нее так называемые былые биосферы, т.е. те части земной коры, которые подверглись на отдельных этапах своего существования воздействию биосферы [Вассоевич, 1977]. Н.Б. Вассоевич, полностью разделяя идею В.И. Вернадского о том, что "образование нефти — одно из проявлений огромной важности процесса передачи энергии Солнца через живое вещество в глубокие слои планеты" [Вернадский, 1954, с. 169], рассматривал нефтегазоносность недр Земли как "наследие древней биосферы" [Вассоевич, Фердман, 1979].

Следует отметить, что именно этому обязаны своим существованием два принципа, о которых многократно вслед за И.М. Губкиным и И.О. Бродом говорил Н.Б. Вассоевич: "об обычности и региональности процесса нефтегазообразования и необходимости существования устойчиво и длительно прогибающихся впадин" [1978, с. 55]. По этой же причине Н.Б. Вассоевич одобрил идею об углеводородной сфере Земли, или увосфере, понятие о которой было сформулировано нами совместно с Ф.П. Мельниковым [Соколов, Мельников, 1981].

Разработка учения о биосфере позволила Н.Б. Вассоевичу прийти к новому и важному выводу, о котором говорится в одной из последних его работ "Современные представления об условиях образования нефти" [Вассоевич, 1981б]: "...открылась возможность познать филогенез (многомиллионную эволюцию) нефтей, обусловленный развитием органического мира биосферы, его биохимической эволюцией" (с. 37).

Практическим результатом разработки теорий нефтегазообразования и нефтегазоносных бассейнов явилось создание метода генетического анализа нефтегазоносности недр. Этот метод был описан в 1971 г. в совместной статье Н.Б. Вассоевича, И.В. Высоцкого, Ю.И. Корчагиной и Б.А. Соколова и назван историко-геолого-геохимическим. Позднее Н.Б. Вассоевич считал правильнее именовать его как "историко-генетический геолого-биогеохимический метод оценки перспектив нефтегазоносности территорий и акваторий, поисков и разведки залежей нефти". Н.Б. Вассоевич следующим образом охарактеризовал этот метод: «самый обоснованный, самый эффективный метод, который является в своей основе ретроспективным. Он требует от геологов и геохимиков выяснения всей истории осадочного бассейна с момента его возникновения, познания сменявшихся друг друга палеогеографических обстановок, с тем чтобы с помощью фациального анализа оконтурить распространение потенциально-материнских пород, пород-коллекторов и пород-флюидоупоров, охарактеризовать их свойст-

ва. Суть метода сводится к познанию всей истории нефтегазообразования на фоне истории возникновения и развития осадочного (осадочно-породного) бассейна. Таким образом, этот метод "насквозь" историко-генетический. Он комплексный, так как требует использования данных, по крайней мере, трех циклов наук – геологического, геохимического и биологического" [Вассоевич, 1981б, с. 38].

Опираясь на историко-генетические представления о формировании месторождений нефти и газа, Н.Б. Вассоевич в своих работах затрагивает вопросы качественной и количественной оценки нефтегазоносности бассейнов [Вассоевич и др., 1979]. В частности, он предложил модернизировать объемно-генетический метод подсчета прогнозных ресурсов, назвав его "историко-геохимическим методом, или ИГХ" [Вассоевич, Соколов, 1980].

Кроме того, Н.Б. Вассоевич считал, что опеределенную модернизацию должны претерпеть и классификации нефтегазоносных бассейнов. В "Предисловии" к книге "Осадочные бассейны и их нефтегазоносность" он отмечал, что "особенно ценными являются историко-генетические классификации, в которых уделяется должное всестороннее внимание всем этапам развития ОПБ, начиная с возникновения ОБ, распределения в нем осадков различного типа, могущих быть нефтематеринскими, и/или коллекторами, и/или флюидоупорами. Не меньшее внимание должно уделяться тектоническому развитию ОПБ, его геотермическому режиму, возникновению очагов генерации нефти, ловушек разного типа и т.д." [Вассоевич, 1981а, с. 12].

Разработка вопросов теории НГБ и нефтегеологического районирования у Н.Б. Вассоевича всегда находила практическое применение при поисках, служила повышению эффективности открытия новых месторождений нефти и газа. Н.Б. Вассоевич стремился к максимально широкому привлечению научных разработок для обоснования проведения поисковых работ на нефть и газ. Он любил повторять, что нет ничего более практичного, чем правильная научная теория.

В своих работах Н.Б. Вассоевич касался нефтегазоносности самых различных регионов страны: бассейнов Закавказья и Предкавказья, центральных и северо-восточных районов Русской плиты, Восточной Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока СССР, Тихоокеанского складчатого пояса.

Подводя некоторые итоги деятельности Н.Б. Вассоевича в области региональной нефтегазовой геологии, мы с полным основанием можем сказать, что он внес огромный вклад в развитие отечественной геологии нефти и газа, в познание законов формирования и размещения в недрах Земли их скоплений. Принято считать, что все гениальное просто. Может быть, поэтому и принципы, разработанные Н.Б. Вассоевичем, уложились в несколько крылатых фраз, ставших афоризмами: "Нефть – детище литогенеза", "Осадочные бассейны – родина нефти", "Нефтегазоносность – это свойство осадочного бассейна, его качество на определенном этапе его развития", "Если углеобразование в значительной мере обусловлено климатом, то нефтеобразование определяется прежде всего глубиной погружения седикахитов", "Мощное осадконакопление – необходимое, но и достаточное условие нефтеобразования", "Нефть – наследие древней биосферы", "Оценка перспектив нефтегазоносности – это познание исто-

рии нефтегазообразования на фоне истории возникновения и развития осадочного бассейна". Идеи и взгляды Н.Б. Вассоевича еще многие годы будут способствовать открытию новых нефтегазоносных районов, служит делу подготовки высококвалифицированных специалистов. Имя Николая Брониславовича Вассоевича всегда будет олицетворением диалектического системного эволюционно-генетического направления в развитии геологической науки.

ЛИТЕРАТУРА

- Вассоевич Н.Б.* Геология нефти. — В кн.: Спутник полевого геолога-нефтяника. М.; Л.: Гостехиздат, 1952, с. 352—383.
- Вассоевич Н.Б.* О критике органической теории образования нефти. М.; Л.: Гостехиздат, 1958, с. 363—387. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 128).
- Вассоевич Н.Б.* Микронепть. — В кн.: Исследования ВНИГРИ в области нефтяной геологии. М.; Л.: Гостехиздат, 1959, с. 131—162.
- Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 135—156.
- Вассоевич Н.Б.* Предисловие. — В кн.: Условия образования нефти и газа в осадочных бассейнах. М.: Наука, 1977, с. 3—8.
- Вассоевич Н.Б.* Представления И.О. Брода об условиях образования нефти. — В кн.: Современные проблемы геологии нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 1978, с. 51—72.
- Вассоевич Н.Б.* О понятии и термине "осадочные бассейны". — Бюл. МОИП. Сер. геол., 1979а, т. 54, № 4, с. 114—118.
- Вассоевич Н.Б.* Учение о биосфере (1802—1875—1926). — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1979б, № 1, с. 5—13.
- Вассоевич Н.Б.* Предисловие. — В кн.: Осадочные бассейны и их нефтегазоносность: Тез. докл. Всесоюз. семинара. М.: Изд-во МГУ, 1981а, с. 3—13.
- Вассоевич Н.Б.* Современные представления об условиях образования нефти. М.: Знание, 1981б. 40 с.
- Вассоевич Н.Б., Калинин М.К.* Нефть: Нефтегазоносные бассейны, области, районы, месторождения. — В кн.: БСЭ, М.: Изд-во "Советская энциклопедия", 1974, т. 17, с. 536—547.
- Вассоевич Н.Б., Соколов Б.А.* Третьи Бродовские чтения: (К 75-летию профессора Игнатия Осиповича Брода). — Вестн. МГУ. Серия 4, Геология, 1978, № 3, с. 100—104.
- Вассоевич Н.Б., Соколов Б.А.* Геолого-геохимические предпосылки объемно-генетического метода оценки ресурсов нефти и газа. — В кн.: Объемно-генетические методы оценки ресурсов нефти и газа. Ташкент, 1980, с. 15—21.
- Вассоевич Н.Б., Успенский В.А.* Геология нефти. — В кн.: Спутник полевого геолога-нефтяника. М.; Л.: Гостехиздат, 1954, т. 2, с. 152—295.
- Вассоевич Н.Б., Фердман Л.И.* Наследие древней биосферы. — Техника — молодежи, 1979, № 7, с. 23—25.
- Вассоевич Н.Б., Архипов А.Я., Бурлин Ю.К.* и др. Нефтегазоносный бассейн — основной элемент нефтегеологического районирования крупных территорий. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1970, № 5, с. 13—24.
- Вассоевич Н.Б., Архипов А.Я., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А.* Совершенствование методов оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1979, № 6, с. 65—74.
- Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Гусева А.Н., Оленин В.Б.* Углеводороды в осадочной оболочке Земли. — Вестн. МГУ. Серия 4, Геология, 1967, № 5, с. 36—43.
- Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Корчагина Ю.И., Соколов Б.А.* Историко-геолого-геохимический метод оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1971, № 11, с. 56—60.
- Вассоевич Н.Б., Годекян А.А., Зорькин Л.М.* и др. Нефтегазоносные осадочные бассейны. — В кн.: Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нафтидов. М.: Наука, 1972, с. 14—24 (МГК, 24-я сессия. Докл. сов. геологов).

Вассоевич Н.Б., Конюхов А.И., Лопатин Н.В. Общее и особенное в образовании углей, нефти и углеводородных газов. — В кн.: Горючие ископаемые. М., Наука, 1976, с. 7–19 (МГК, 25-я сессия. Докл. Сов. геологов. Проблема 7).

Вассоевич Н.Б., Коршилова Н.Н., Чернышов В.В. О содержании углеродистого органического вещества в континентальном секторе осадочной оболочки Земли. — Вестн. МГУ. Серия 4, Геология, 1973, № 1, с. 8–23.

Вернадский В.И. Очерки геохимии: Избр. соч. М.: Изд-во АН СССР, 1954. Т. 1. 696 с.

Нефтегазоносные бассейны земного шара/И.О. Брод, В.Г. Васильев, И.В. Высоцкий и др. М.: Недра, 1965. 598 с.

Соколов Б.А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М.: Наука, 1980. 243 с.

Соколов Б.А. Историко-генетические критерии оценки нефтегазоносности отдельных регионов. — В кн.: Теоретические и методологические вопросы геологии нефти и газа. Новосибирск: Наука, 1981а, с. 139–150.

Соколов Б.А. Эволюционная нефтегазовая геология — новое направление геологии и геохимии нефти и газа. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1981б, № 12, с. 5–16.

Соколов Б.А., Мельников Ф.П. Углеводородная сфера Земли. — ДАН СССР, 1981, т. 261, № 2, с. 471–474.

УДК 553.98.061.33

М.К. Калинин

НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЕ В КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Введение. Представления о нефтеобразовании в континентальных отложениях не пользуются широким распространением: за нефтепроизводящие принято принимать только морские отложения. Эти взгляды господствуют в течение полувека (правда, начиная с Д. Уайта, 1917 г., некоторые исследователи доказывали возможность нефтеобразования в осадках континентальных водоемов [Nightingale, 1938; Pan, 1941; Саидов и др., 1958; и др.]), хотя давно известно, что количества накапливающего органического вещества (ОВ) в континентальных отложениях превышают количества ОВ, захороняющегося в морских отложениях. По мере увеличения числа выявленных нефтегазоносных бассейнов все чаще и чаще встречаются нефтегазоносные комплексы, приуроченные к неморским формациям. Однако нефтеносность таких отложений обычно объясняли миграцией нефти из отложений морского генезиса.

Имеется еще одна группа фактов, свидетельствующих о возможной генерации жидких углеводородов (УВ) в отложениях континентального генезиса, например наличие газоконденсатов в залежах, сформированных за счет генерации из ОВ континентальных толщ (сеноманской Западной Сибири, средне-нижнеюрской Туранской плиты и т.д.). Актуальность вопроса о нефтегазообразовании в континентальных толщах очевидна в связи с выходом нефтегазопроисследовательских работ во многие регионы, характеризующиеся широким развитием континентальных отложений и необходимостью проведения оценки потенциальных ресурсов УВ в этих регионах.

Накопление ОВ в континентальных отложениях. В.А. Успенский [1970] рассчитав общую биомассу, ее годовую продуктивность и степень фоссилизации ОВ в разных фациальных условиях, приводит данные, из которых

Сопоставление количеств ОВ в современных континентальных и морских фациях по В.А. Успенскому [1970]

Континентальные фации	Площадь, млн. км ²	Количество С _{орг} , 10 ⁶ т		
		Общая биомасса	Годовая продукция	Захороняется ежегодно
Озерные	2,68	—	709	314,00
Речные	0,69	—	—	37,48
Болотные	8,065	—	598	60,32
Педо	122,445	533 555	24 031	—
Итого				411,80
% от всего количества				71

следует, что в континентальных фациях в настоящее время захороняется ОВ почти в 3 раза больше, чем в морских (табл. 1). В действительности же накопление ОВ может происходить в более широком спектре континентальных фаций, чем это учитывал В.А. Успенский.

Е.В. Шанцер [1980] выделяет следующие группы и генетические типы континентальных осадков: элювиальная группа (климатоплитогенные типы элювия, почвы, автохтонные торфяники — низинные и верховые); гравитационная (обвальные, осыпные, оползневые, солифлюкционные); делювиальная; флювиальная (алювий, пролювий); озерная; пещерная; ортогляциальная (собственно ледниковая); парагляциальная (водноледниковая, в том числе ледниково-речные и ледниково-озерные); перифляционная (перевейных песков) и суперфляционная (навеянные — золотые лёссы). Поскольку, помимо осадочного комплекса, в континентальных условиях могут накапливаться и вулканические образования, то к приведенному выше перечню следует добавить еще и группу континентально-вулканических макрофаций, детальная классификация которых разработана Л.Н. Ботвинкиной [1974].

При анализе нефтегазоматеринских толщ обычно учитывается накопление ОВ в осадках крупных озер, а при анализе условий образования торфа и ископаемых углей — ОВ в осадках торфяных болот. Последние относятся к возможно газогенерирующим комплексам. Остальные фации обычно не рассматривались в качестве нефтегазоматеринских, во-первых, из-за неблагоприятных условий сохранения ОВ и, во-вторых, вследствие локального распространения многих из них.

Однако исследование многих групп и генетических типов современных континентальных образований показывает, что в большинстве из них захороняется ОВ (нередко в значительных количествах) и что в определенных условиях это ОВ генерирует метан и даже нефть. Поэтому целесообразно рассмотреть отдельно условия накопления ОВ в различных континентальных фациях, хотя такой анализ нередко затруднен из-за отсутствия соответствующего аналитического материала.

Пресноводно-озерные макрофации. Существует много

Морские фации	Площадь, млн. км ²	Количество $C_{орг}$ · 10 ⁶ т	
		Годовая продукция	Захороняется ежегодно
Шельфовые	27,5	7 345	114,41
Континентально-насклоновые	38,7	31 460	38,13
Глубоководные	294,7	—	15,66
			<u>168,2</u>
			29

схем классификации озер: 1) по факторам образования, 2) по стадиям развития, 3) по размерам в плане и по глубинам. Для целей нашего исследования все озера можно дифференцировать на две крупные группы: тектогенные и аструктурные. Более детальная их типизация приведена ниже.

Как известно, темп осадконакопления и накопления ОВ в осадках озер определяется многими факторами: природой озера; принадлежностью к климатической зоне, в которой оно расположено; орографией окружающей местности; размерами озера и т.д.

Л.Л. Россолимо [1964], рассматривая вопросы типизации озер и накопления в них различных веществ, отмечает: "Накопление ОВ представляет собою наиболее распространенный и вместе с тем наиболее сложный тип озерного накопления. Не существует озер, где бы накопление ОВ отсутствовало, и, что особенно важно, в очень многих озерах этот тип накопления преобладает" (с. 22).

Существует два источника этого ОВ: автохтонное — первичная продукция фитопланктона, фитобентоса и перифитона и аллохтонное — приносимое либо в растворенном состоянии, либо в виде взвеси. Соотношение этих источников в разных бассейнах неодинаково.

Среди озер тектонического происхождения можно выделить два типа: 1) рифтогенные и 2) районов прогибания.

1. В рифтогенных озерных бассейнах накопление ОВ во многом сходно с таковым в морских бассейнах. Типичным примером таких бассейнов в гумидной зоне является оз. Байкал, баланс ОВ в котором приведен в табл. 2. Коэффициент фоссилизации ОВ составляет здесь всего 2,89%. Содержание $C_{орг}$ в осадках увеличивается с повышением степени дисперсности последних, достигая максимума (2,4%) в пелитовых разностях (табл. 3). Весьма важно, что коэффициент фоссилизации ОВ в оз. Байкал почти на порядок выше, чем в морских бассейнах [Романкевич, 1977].

В аридной зоне к этому типу озер относится оз. Киву (Центрально-Африканская рифтовая зона), в осадках которого содержание $C_{орг}$ колеблется от 2 до 17%, составляя в среднем 7%. Здесь описаны прослой сапропел-

Баланс $C_{орг}$ (в тыс. т/км²) в оз. Байкал по Л.А.Выхристюку [1980]

Приход		Расход	
Источник	Количество	Источник	Количество
Первичная продукция			
Фитопланктон	3925	Сток с водами Ангары	74
Фитобентос	26	Захоронение в донных осадках	126
Сток с водами притоков	292	Изъятие человеком	1
Атмосферные осадки	12	Деструкция в озере	4154
Антропогенные осадки	100		
Итого	4355	Итого	4355
		Захороняется, %	2,89*

* Коэффициент фоссилизации.

ля. Содержание УВ составляет 1,4–5% ОВ. Среди УВ преобладают нормальные алканы, причем максимальным содержанием отличается C_{17} (45% всех УВ). Интересно, что в воде содержится по крайней мере 50 млрд. м³ метана, который накапливался в течение последней 1000 лет. Средняя мощность осадков в озере 300 м, скорость их накопления 0,3 м/1000 лет. Однако в северной части мощность осадков 500 м, причем они, вероятно, имеют плиоценовый возраст. Температура воды у дна составляет 25,5–26°С. Плотность теплового потока колеблется в широких пределах – от 15,91 до 187,53 мВт/м². Столь высокое значение плотности теплового потока и высокая температура – результат гидротермального разогрева, который происходил от нескольких сот до 1000 лет тому назад. В воде содержатся и более тяжелые, чем метан, УВ, вплоть до C_6 .

Е.Т. Дегенс и другие исследователи, детально изучившие биологию этого озера, считают, что и метан и ОВ в осадках связаны с биологической деятельностью [Degens et al., 1973]. Используя приведенные авторами цифры и учитывая, что площадь оз. Киву равна 2,7 тыс. км², можно определить, что в накопленных осадках сейчас содержится $113,4 \cdot 10^9$ т $C_{орг}$. Если же учесть, что глубина его составляет 400 м, то после заполнения озера осадками в них будет содержаться до 200 млрд. т $C_{орг}$. Осадки другого рифтового озера – Танганьика (площадь 34 тыс. км², глубина в южной части 1470 м, температура у дна 23,5°С) характеризуются содержанием $C_{орг}$ = 1–12% (в среднем 6%) и скоростями накопления 30–50 см/1000 лет. В течение нескольких миллионов лет здесь сформировалась, судя по сейсмическим данным, толща осадков мощностью более 1,5 км [Degens et al., 1971].

Плотность $C_{орг}$ в толще накопившихся осадков составляет 180×10^6 т/км², если же учесть всю площадь их распространения, то количество $C_{орг}$ в ней равно $6,12 \cdot 10^{12}$ т. Если даже половина ОВ будет израсходована на окислительные процессы, то толща будет вмещать $3 \cdot 10^{12}$ т $C_{орг}$.

2. Накопление ОВ в осадках озер, приуроченных к участкам прогибания, зависит от размеров бассейна, темпов прогибания, климата и других факторов. Так, в осадках крупных озер, расположенных в гумидной зоне, содержание $C_{орг}$ колеблется в весьма широких пределах — от 0,33 до 5,83% (осадки Онежского озера, см. табл. 3). При этом содержание $C_{орг}$ возрастает с повышением степени дисперсности обломочного материала, количество которого увеличивается к центру озера. Аналогичная картина характерна для многих других озер — Ладожского, Онтарио, Эри и др.

В осадках озер описываемого типа, расположенных в аридной зоне, содержится либо очень мало $C_{орг}$ (оз. Балхаш, Аральское море и др.), либо, наоборот, очень много — 7% (оз. Киннерейт и др.). Примером подобного водоема является оз. Георга в Африке (Уганда) площадью всего 250 км², в осадках которого ежегодно накапливается 2500 т $C_{орг}$ [Vineg, 1977].

Среди озер аструктурного типа В.К. Лукашев с соавторами выделяют: запрудные, моренные (термокарстовые), ложбинные, чашеобразные (эварзионные), суффозионно-карстовые (лѐсс и др.) и речные (старицы). Из-за отсутствия представительной информации об ОВ осадков каждого из перечисленных типов озер рассматривать их дифференцированно затруднительно.

Как видно из приводимых данных, осадки большинства озер характеризуются весьма высоким содержанием $C_{орг}$, нередко достигающим 10%, а во многих случаях и более. Интересно отметить, что в осадках водоемов, отличающихся повышенной соленостью вод, периодически накапливается ОВ, иногда в значительных количествах. А.И. Дзенс-Литовский [1968] отмечает, что во многих соляных озерах Азово-Черноморского побережья, Нижнего Поволжья и Западной Сибири соль перекрывает древние сапропели, "свидетельствующие о периодическом опреснении" (с. 108). Этот сапропель сложен остатками водорослей, образующих своеобразный "войлочный ковер". В водах этих водоемов развиваются бактерии, которые окрашивают рапу в красный цвет.

Даже в таком внутриконтинентальном бассейне, как Мертвое море, отличающимся исключительно высокой минерализацией вод, содержание ОВ в осадках достигает 0,23–0,40% $C_{орг}$. В составе этого вещества находятся те же компоненты, что и в осадках морских бассейнов: углеводороды, в том числе изопреноиды (пристана чуть больше, чем фитана), аминокислоты, жирные кислоты, пигменты, нерастворимое ОВ [Nissenbaum et al., 1972]. Это характерно для ОВ осадков многих озер. Так, В.В. Вебер [1973] обнаружил в составе ОВ осадков оз. Севан до 3% УВ (на сухой остаток).

М.А. Бэрнс с соавтором отмечают наличие углеводородов в осадках различных озер в количестве 5–180 мг/г. Среди них преобладают n-насыщенные УВ от C_{15} до C_{35} , и лишь в осадках оз. Киву основную роль играли метан и гептадекан (C_{17}). Связь указанных УВ с организмами фиксируется достаточно однозначно. В осадках, кроме того, установлены жирные кислоты (насыщенные и ненасыщенные), изопреноиды, спирты, кетоны, стераны, тритерпаны, стеролы, пигменты, углеводы, аминокислоты, пурины. В осадках оз. Атабаска содержание n-алканов достигает

Содержание Сорг (в % к сухому остатку) в осадках озер и рек

Бассейн	Страна	Песчаные	Алевритовые		Целитовые	Диатомовые	Литературный источник
			крупнозернистые	мелкозернистые			
1	2	3	4	5	6	7	8
Гумидная зона							
Байкал	СССР	0,65	1,65	1,81	2,49	2,11	[Выхристюк, 1980]
Селенгинское мелководье	"	0,73	1,47	1,96	2,41	2,19	"
Лаложское озеро	"	0,33	0,55	1,60	1,96	—	[Семинович, 1966]
Онежское озеро	"	0,11–0,49	0,14–0,84	0,63–4,45	0,60–5,83	—	[Семинович, 1973]
		0,33	0,50	1,68	2,86		
Озера Карельского перешейка (Вуокса, Утиное, Вешневское, Лопатье)			До 14,32				[Тарновский, 1980]
Валдайские озера	"		7,43–44,71				[Кузнецов и др., 1939]
Озера Карелии и Кольского полуострова	"		1,94–28,36				"
Подмосковные озера	"		9,36–48,39				"
Белорусские озера	"	1,0	—	1,74	6,41	—	[Геохимия озерно- болотного..., 1971]
Онтарио	США		3,3				[Premazzi, Rawera, 1977]
Ева	"		20,0–0,7				"
Эри	"		2,26				"
Уиндмере	Англия		10,4±2,5				"
Истуайт	"		10,5±1,2				"
Энергдале	"		7,0				"
6. Зак. 846							
Менгота	США		8,5±0,8				"
Висконсинское	"		2,0±10,0				"
Уошингтон	"		5,0				"
Клос Мере	Англия		10,8–11,6				[Cranwell, 1977]
Козн Лох	Шотландия		7,9–12,5				"
Кастле	США		12,1±1,45				"
Плюцзее	ФРГ		0,8–2,0*				[Hargrave, Nielsen, 1977]
Эсрум	Дания		1,7–3,6				"
Бедфорд Безин	США		9,0–10,0				"
Грин Минесота	"		0,63				[Swain, 1961]
Раш	"		16,24				"
Лесное	"		5,73				"
Рейни	"		3,09				"
Пеликан	"		14,03				"
Кабекоен	"		5,79				"
Минетопка	"		2,12				"
Приор	"		12,54				"
Кабетогоама	"		11,35				"
Пирамид	"		2,67				"
Аридная зона							
Аральское	СССР	0,17	0,35	—	0,70	—	[Выхристюк, 1980]
Балхаш	"	0,29	0,09	1,00	1,01	—	Данные Д.Г. Са- пожникова
Севан	"	0,28	—	4,4	4,2	—	[Вебер, 1973]
Люцерна	Швейцария		4,0–6,0				[Kimmel, Gold- man, 1977]
Ротзее	"		1,0–13,0				"
Лучано	"	2,94–8,94	8,0±1,2	(верхние 5 см)	19,7–6,1	(нижние 5 см)	[Premazzi, Ra- vera, 1977]
		5,4±2,0			3,7±1,6		"
Орта	Италия						"

Таблица 3 (окончание)

1	2	3	4	5	6	7	8
Церазино	Италия	5,4±0,2					[Premazzi, Ravera, 1977]
Маггиоре	"	4,9-6,5					"
Комабио	"	15,2±0,5					"
Варезе	"	6,3±1,1					"
Монате	"	11,1-0,6					"
Цюрихзее	Швейцария	10,0					"
Михалайки	ПНР	6,0					"
Мендония	Израиль	4,0					"
Киннерейт	"	0,3-14,0					[Swain, 1980]
Озерно-аллювиальные отложения	ПНР	0,04-0,34					[Лукашев, 1970]
То же, БССР	СССР	0,05-0,59 0,24					"
Верхний Днепр	"	0,06-0,26	0,5-0,6	1,12-2,61	3,48-6,44	-	[Майстрейко, 1965]
Припять	"	0,105-4,10					"
Пойменные водоемы Днепра	"	0,11-0,30	0,57-0,70	1,15-2,67	3,9-13,2	-	"
Водоемы дельты Днепра	"	-	0,30-?	1,53-2,89	3,16-6,24	-	"
Днепр, низовье	"		0,18-2,64				"
Днепровские лиманы	"		1,88-4,13				"
Притоки Припяти	"		0,135-13,69				"
Дунай, устье	Румыния, СССР		0,65-1,80				"
Придунайские лиманы	"		0,6-4,5				"
Каховское водохранилище	СССР		1,3-4,85				"
Ниагара	США		0,1-3,0				[Swain, 1980]
Дженеси	"		0,01-0,57				[Reddy, 1977]

* Верхние 5 мм осадка.

Примечание. В числителе — пределы содержания, в знаменателе — среднее взвешенное.

9,4 мг/г при соотношении нечетных к четным (нч/ч) 4,8. УВ обнаружены в осадках оз. Пирамид в штате Невада [Swain et al., 1958]. Сравнительно широкое распространение УВ в ОВ озерных отложений во многом обусловлено постоянным присутствием различных водорослей, развитие которых сопровождается "цветением воды". Даже в тех озерах, в воде которых этих водорослей нет, они могут развиваться в донном илу, как это наблюдается в оз. Брилле (Нидерланды [Kappers, 1977]).

Б о л о т н ы е м а к р о ф а ц и и. Процессы накопления ОВ в обстановках болот изучены довольно детально. Соответствующие данные опубликованы в большом числе монографий [Геохимия озерно-болотного..., 1971; Успенский, 1970; и др.]. В рамках рассматриваемой проблемы важно обратить внимание на следующие обстоятельства. Во-первых, на постоянство или цикличное возобновление процессов формирования болотных отложений на протяжении многих миллионов лет в отдельных регионах. Наиболее показательным примером является бассейн Гипсленд (Австралия), в пределах которого угленакоплением были охвачены меловой и почти весь палеогеновый (до позднего эоцена) периоды, т.е. оно продолжалось на протяжении 90–100 млн. лет [Weaver et al., 1982]. Благодаря этому здесь распространены угленосные толщи с большим числом угольных пластов, мощность которых нередко достигает многих десятков и даже превышает сотню метров. Во-вторых, на то, что процессы болотного осадконакопления в отдельные геологические эпохи носили почти планетарный характер и захватывали огромные территории, измеряемые миллионными квадратными километрами. Наконец, в-третьих, на то, что в болотах наряду с гумусовым нередко накапливается сапропелевое ОВ, что связано с развитием водорослей, часто вызывающих "цветение воды".

Ф л ю в и а л ь н ы е (р е ч н ы е) м а к р о ф а ц и и. Изучение современных выносов рек показывает, что значительную часть (до 50%) взвешенных веществ составляют органические частицы и сток "органогенного вещества" в реках может достигать сотен тысяч, а то и миллионов тонн в год. Например, даже такая сравнительно небольшая река, как Кама, у Перми выносит 420 тыс. т/год ОВ. Поэтому неудивительно, что в речных осадках содержится примесь ОВ, особенно значительная в осадках равнинных рек (см. табл. 3). Анализ приведенной информации показывает, что в осадках верхнего течения рек содержание ОВ гораздо выше, чем в нижнем течении (например, у р. Днепра). Нередко осадки мелких притоков обогащены ОВ значительно в большей степени, чем осадки относительно крупных рек, что хорошо видно при сопоставлении информации о содержании $C_{орг}$ в осадках р. Припяти и ее притоков.

Имеющаяся немногочисленная информация свидетельствует о том, что распределение ОВ в данном случае подчиняется общей закономерности и его концентрация растет с увеличением степени дисперсности осадочного материала. Даже в осадках такой сравнительно короткой реки, как Дженеси (штат Нью-Йорк), содержание $C_{орг}$ достигает 0,57%.

Как видно из приводимых данных, довольно высокими концентрациями $C_{орг}$ (до 13%) характеризуются отложения пойменных озер, несколько меньшими (до 4–5%) – приречные лиманы.

В составе ОВ речных наносов, так же как и озерных, содержатся УВ. Так, например, в осадках р. Маккензи n-алканы определены в количест-

ве от 5,4 до 6,2 мг/г, причем соотношение $nч/ч = 2,9-4$ [Peake et al., 1972]. В осадках р. Атабаски *n*-алканов меньше: 1,6 мг/г при $nч/ч = 5,1$.

Элювиальные, гравитационные, орто- и парагляциальные, перифляционные и суперфляционные группы фаций. Хотя в нашем распоряжении нет непосредственных данных о содержании ОВ в отложениях перечисленных групп фаций, все же полевые наблюдения показывают, что в определенных условиях в них возможно захоронение и сохранение ОВ.

Благоприятные условия для этого возникают, во-первых, при образовании орографических депрессий, в которых периодически скапливается влага в виде воды или снежников, подвергающихся таянию, и, во-вторых, при развитии растительного покрова или водорослей, которые характерны как для гумидных, так и для аридных областей (такыры и другие подобные образования, на которых нередко развиваются водорослевые покровы).

Хотя возможность захоронения ОВ в таких депрессиях не вызывает сомнения, обычно считается, что оно не может сохраниться в субэридных условиях. Однако изучение современных процессов показывает, что накопившееся в таких прослоях ОВ может сохраниться в случае, если содержащие ОВ образования являются плохо проницаемыми — глинистыми и суглинистыми. Фоссилизация ОВ возможна также в условиях, когда указанные отложения оказываются ниже уровня грунтовых вод. Нередко встречается сочетание благоприятных факторов. Так, автор наблюдал переполненные ОВ ледниковые, точнее, флювиогляциальные отложения, в которых отмечались признаки сероводородного заражения, что также способствует сохранению ОВ.

Континентальные — вулканические и вулканогенные макрофации. Среди континентальных отложений областей активного вулканизма Л.Н. Ботвинкиной [1974] выделено несколько классов и типов, характеризующихся накоплением ОВ. Так, выделяется класс болотных отложений кальдер и в них тип кальдерных торфяников, в классе вулканогенного псевдозювия — отложения почвенно-пирокластического чехла, в классе отложений озер вулканических котловин — тип осадков кальдерных озер с подтипами биогенным и смешанного состава.

В породах перечисленных выше типов ОВ содержится в значительных количествах, а иногда даже преобладает (например, в торфяниках). В единицах процентов ОВ может содержаться в любых породах, образующихся на дневной поверхности в областях активного вулканизма, включая эффузивы и туфогенные разности, связанные с пеплопадами, вулканическим колювием, делювием, пролювием и т.д.

Главным источником ОВ для указанных пород являются осадки растительных и животных организмов, а также почвенный покров, сформировавшийся до образования вулканических и вулканогенных пород. Так, например, на Камчатке и на Гавайских островах обычно потоки магмы захватывают растительный покров, в том числе огромные деревья, почву и различных животных, причем если в основной части лавового потока захваченные ОВ сгорают, то в периферических его частях они не сгорают и оказываются погребенными застывшей лавой.

Значительно чаще при мощных наземных вулканических извержениях

растения и животные, находящиеся на дневной поверхности, оказываются погребенными под толщей выпавшего вулканического пепла. При этом в зависимости от температуры выпавшего пепла органические образования могут сразу разрушиться или сгореть, а могут и остаться неразрушенными в толще пепла. Последнее произошло, например, при извержении вулкана Толбачек в 1977 г., при котором в радиусе до десятка километров толщей пепла был засыпан лес. И сейчас кое-где здесь еще видны верхушки погибших деревьев.

По мнению многих американских вулканологов, выходы метана в долине Десяти тысяч Дымов на Аляске связаны с разложением остатков растительности, погребенной под толщей пепла. Процессы разложения, очевидно, могут замедлиться, если погребенные остатки окажутся ниже уровня грунтовых вод.

Как известно, поствулканические процессы характеризуются активностью на дневной поверхности, чаще всего в депрессиях рельефа, источников термальных вод или нагретых поверхностных вод. Во многих случаях это создает благоприятные условия для развития различных водорослей, в первую очередь синезеленых. Так, например, в мелких депрессиях на поверхности вновь сформированного конуса вулкана Толбачек, где после остывания образуются влажные участки, сейчас уже начинают развиваться синезеленые водоросли. Последние являются другим источником ОВ вулканогенных отложений.

Особенно широко распространены синезеленые водоросли в кальдере вулкана Узон (Камчатка). При этом наиболее интенсивное их развитие наблюдается там, где поступающие с глубины термальные воды (температура 90–95°С), обычно содержащие серу и другие компоненты, охлаждаются до температур 70–75°С. Более того, на поверхности всех термальных полей в кальдере этого вулкана, там, где собирается немного воды (даже во вмятинах от следов человека, медведя и т.д.), бурно развиваются синезеленые водоросли.

Не составляют исключения и немногочисленные торфяные участки, на которых также развиваются водоросли. Благодаря этому в толщах пеплового материала, обычно окрашенного в белесые цвета, содержатся темно-серые прослойки, характеризующиеся повышенным содержанием ОВ ($C_{орг}$ до 6%).

Л.Н. Ботвинкина [1974] отмечает, что при поступлении большого количества вулканогенного крмнезема в кальдерных озерах активно размножаются диатомовые водоросли. В качестве примера она приводит оз. Тоба на о-ве Суматра протяженностью 87 км и шириной 31 км (глубина 450 м). В этом озере накапливаются диатомовые осадки, обогащенные ОВ.

Таким образом, накопление ОВ возможно в континентальных образованиях любых типов, формирующихся в областях развития активного вулканизма.

Нефтегазообразование в континентальных отложениях. Как известно, аккумуляция ОВ в осадках является условием необходимым, но недостаточным для развития процессов нефтегазообразования. Другими необходимыми условиями являются: 1) сохранение захороненного ОВ от окисления; 2) значительные концентрации этого ОВ; 3) температуры, достаточные для преобразования ОВ в битумоиды, содержащие УВ; 4) наличие

в породах сообщающихся пустотных пространств, по которым возможна эмиграция образовавшихся УВ.

В морских осадках сохранение захороненного ОВ в первую очередь обусловлено присутствием толщи воды, препятствующей доступу кислорода, и только в хорошо проницаемых осадках, в которых возможно движение воды, а следовательно, и возникновение окислительных обстановок, как правило, развиваются процессы разложения ОВ. Однако и в континентальных отложениях, после их накопления, довольно часто существуют условия, благоприятные для сохранения содержащегося в них ОВ. В первую очередь это касается отложений, погруженных ниже уровня грунтовых вод, что обычно происходит либо вследствие изменения рельефа, либо при нисходящих тектонических движениях (нередко, но не всегда, второе вызывает первое).

Поскольку любые образования могут оказаться сравнительно быстро ниже уровня грунтовых вод, ОВ, следовательно, может сохраняться в любых континентальных образованиях, в которых оно оказалось погребенным.

В плохопроницаемых образованиях, прежде всего в глинистых осадках, благодаря наличию гигроскопической воды также существует полная изоляция пустотных пространств и нет условий для окисления ОВ. Наконец, как отмечалось, захваченное магматическими потоками ОВ также может оказаться изолированным после застывания магмы.

Приведенные в предыдущем разделе данные свидетельствуют о том, что в континентальных отложениях может накапливаться ОВ как гумусового, так и сапропелевого типа в таких же концентрациях, которые характерны и для морских отложений. Следовательно, и по второму параметру — достаточной концентрации ОВ — континентальные отложения принципиально не отличаются от морских.

Весьма разнообразными могут быть температурные условия, в которых оказываются континентальные отложения. В отличие от отложений, формирующихся на дне морей, температура в недрах суши, как известно, в значительной степени зависит от климата, поскольку температура T_h на глубине h зависит от температуры в зоне нулевых годовых амплитуд T_0 : $T_h = T_0 + \Gamma h$, где Γ — геотермический градиент, $^{\circ}\text{C}/\text{м}$.

В современную геологическую эпоху среднегодовые температуры воздуха в зависимости от широты и альтитуды местности колеблются примерно от -15 до $+30^{\circ}\text{C}$. Вероятно, в талассократические эпохи, такие, как раннедевонская, позднепермская и другие, верхние значения среднегодовых температур в пределах суши и мелководных бассейнов были выше, чем в настоящее время. Если даже принять, что в платформенных областях плотность теплового потока была примерно такой же, как в современную эпоху, то, следовательно, в таких регионах геизотерма 60°C проходила на глубине менее 1 км. В пределах же экваторий она должна была располагаться значительно глубже по двум причинам: Во-первых, температура у дна бассейна была значительно ниже, чем на суше. Во-вторых, в большинстве случаев экватории располагаются в пределах структурных впадин, где плотность теплового потока ниже, чем в пределах положительных структурных форм. Исключением являются водные бассейны, приуроченные к рифтовым впадинам [Калинко, 1977]. Но континенталь-

ные образования, формирующиеся в рифтовых впадинах, после захоронения также оказываются в условиях повышенных температур, поскольку плотность теплового потока в таких впадинах обычно выше, чем в пределах других геоструктурных элементов.

В областях активного вулканизма геотермическое поле характеризуется большей неоднородностью, а вблизи собственно вулканических очагов — большей напряженностью, чем в других регионах. Поэтому в районах поствулканической деятельности — кальдерах вулканов, термальных полях, расположенных внутри кальдер, а также в зонах выхода различных геотермальных источников почти у самой дневной поверхности температуры могут превышать $80-90^{\circ}\text{C}$, а на глубинах в несколько сот метров достигать $200-250^{\circ}\text{C}$, как это, например, наблюдается в настоящее время на Камчатке и на некоторых Курильских островах.

Таким образом, температурные условия, в которых оказываются континентальные образования после захоронения, во многих случаях весьма благоприятны для развития процессов нефтегазообразования, причем нередко на значительно меньших глубинах, чем в акваториях.

Проведенный анализ показывает, что многие типы пород континентального генезиса могут обладать хорошим потенциалом для реализации процессов нефтегазообразования. Целесообразно поэтому привести геологическую информацию по каким-то конкретным регионам.

В научной литературе можно найти обширный материал о газообразовании в континентальных осадках. В первую очередь это касается четвертичных отложений, содержащих либо сорбированный, либо водорастворенный метан. Последний встречается в ледниковых отложениях Московской синеклизы и на северо-западе Русской платформы. При этом, как установлено А.Ф. Алексеевым, результаты определения изотопного состава углерода свидетельствуют о генетической связи метана с содержащими его осадками. Нет необходимости останавливаться на разборе процессов газообразования, развивающихся при катагенезе ископаемых углей и рассеянного углистого вещества в континентальных отложениях, так как этому вопросу посвящена обширная литература [Ермаков и др., 1975; и др.].

Почти во всех газовых залежах, содержащихся в континентальных юрских и меловых отложениях эпигерцинских плит (Западно-Сибирской, Скифской и др.), обнаружены газоконденсаты в количествах, измеряемых десятками, а то и сотнями миллилитров на 1 м^3 газа. В составе этих газоконденсатов обнаружено свыше 190 индивидуальных УВ C_6-C_{10} .

О реальности генезиса нефтяных УВ в континентальных отложениях свидетельствуют нефтепроявления, наблюдающиеся в континентальных толщах, в которые нефть не могла попасть из других стратиграфических комплексов. Так, на о-ве Шпицберген нефтепроявления в угленосной толще генетически связаны с этой толщей, поскольку ни вблизи, ни в разрезе нет нефтегенерирующих толщ.

Наконец, проведенные геологические наблюдения и геохимические исследования показывают, что микронепфтепроявления, обнаруженные в кальдере вулкана Узон на Камчатке, являются следствием генерации УВ в четвертичных отложениях, обогащенных ОВ, что связано с широким распространением в термальных полях синезеленых водорослей. Захо-

роненные остатки последних благодаря миграции термальных растворов уже на глубине 1–2 м находятся в среде с температурой 95–110°С, что вызывает развитие процессов нефтеобразования [Калинко, 1975].

В настоящее время известно значительное количество нефтегазоносных регионов, где продуктивные горизонты заключены в континентальных толщах. В течение долгого времени считалось, что нефть в эти горизонты мигрировала из толщ морского генезиса. Однако по мере расширения поисковых работ и увеличения глубины пробуренных скважин выяснилось, что такие толщи в разрезе отсутствуют, как отсутствуют и возможности миграции в больших масштабах.

Показателен в этом отношении пример красноцветной толщи в восточной части Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна. Еще в начале века один из первых геологов-нефтяников России — опытный полевой геолог К.П. Калицкий [1911], проведя детальнейшие исследования в таком хорошо обнаженном районе, каким являлся тогда остров, а теперь полуостров, Челекен, пришел к выводу, что нефть не могла мигрировать в продуктивные горизонты из других толщ или из других районов. Этот вывод был подтвержден информацией, полученной в течение всех последующих десятилетий. Так, в частности, нефть не могла мигрировать из более древних или из более молодых отложений, как и из более погруженных частей впадин, где, как теперь установлено, развиты газоконденсатные залежи. В.В. Вебер [1973], обобщивший имеющиеся геохимические данные, пришел к выводу, что содержащаяся в красноцветной толще нефть была генерирована в этой толще.

У.Т. Найтингейл, обнаружив залежи нефти и газа на месторождении Паудер Уош (Северо-Западное Колорадо, США) в нижней части эоценовой угленосной формации Уозач (свита Хайота), которая залегает на угленосных отложениях базальных горизонтов эоцена и перекрыта пресноводными отложениями формации Грин-Ривер, пришел к выводу, что углеводороды этих залежей генетически связаны с породами вмещающей формации [Nightingall, 1938]. Миграцию из вышележащей формации Грин-Ривер автор исключает, так как верхние песчаные горизонты формации Уозач не содержат залежей.

Несколько позже К.Х. Пэн установил, что притоки нефти в бассейнах Северное Шансю и Сычуань получены из пресноводных отложений юрского и мелового возраста [Pan, 1941]. Затем об этом же писали С.Н. Алексейчик [1946] и М.Н. Саидов с соавторами [1958].

Еще ранее, в 1923 г., Дж. К. Джонс отметил, что при бурении нескольких скважин на оз. Лахонтаи (северо-западная часть штата Невада) в современных озерных песчаных отложениях были обнаружены "глобулы нефти", которые, по мнению автора, генетически связаны с этими отложениями [Jones, 1923].

Наконец, блестящим примером нефтегазообразования в континентальных образованиях являются продуктивные нижнемеловые отложения и осадки группы Латробе-Валлей в бассейне Гиппсленд [Weaver et al., 1982]. Некоторые исследователи связывали нефтеносность упомянутых толщ с нисходящей миграцией из трансгрессивно налегающих отложений верхнего эоцена и олигоцена. Однако распространение залежей по всему разрезу (рис. 1) и постоянство в плане противоречат такому выводу.

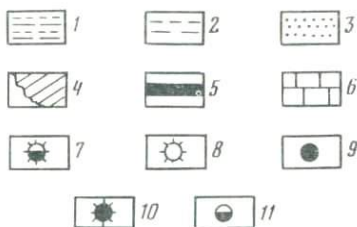


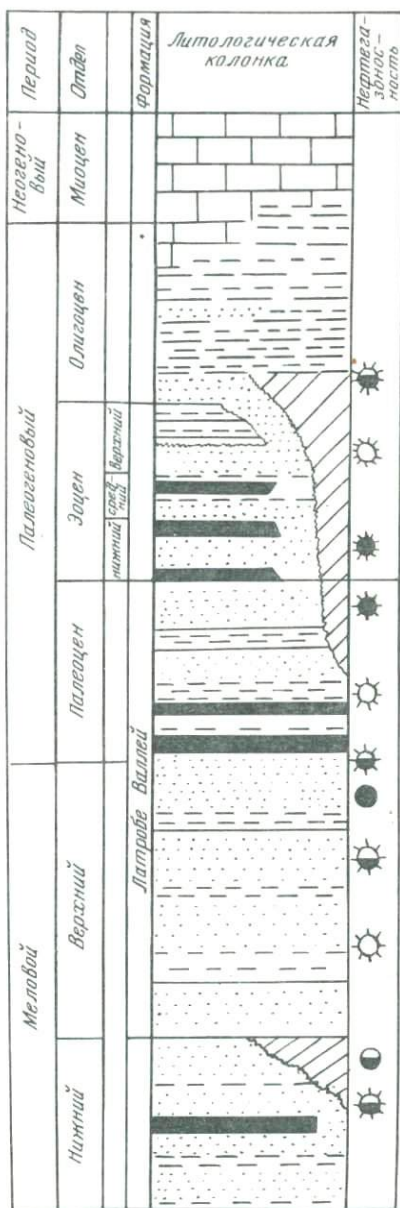
Рис. 1. Стратиграфический разрез и распределение залежей нефти и газа в бассейне Гипсленд [Weaver et al., 1982]

1 – чередование алевролитов и аргиллитов; 2 – алевролиты; 3 – песчаники; 4 – отложения размывы; 5 – уголь; 6 – известняк; 7 – нефтегазопоявления; 8–10 – залежи: 8 – газа, 9 – нефти, 10 – нефтегазовые; 11 – нефтепроявления

В свете этого обращают на себя внимание данные о геохимических особенностях нефтей, содержащихся в угленосных отложениях карбона Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций, в континентальных отложениях неогена Ферганской впадины [Ахунджанова, Калинин, 1982] и некоторых других районов нашей страны. Вероятно, требуют пересмотра представления о генезисе нефти, содержащейся в нижних горизонтах третичных отложений в заливе Кука на Аляске, в нижних горизонтах Нубийской серии в Суэцком грабене (рис. 2 [Shawky, 1981]) и в других нефтеносных регионах мира.

Одной из причин существующей недооценки некоторых типов континентальных отложений как возможно нефтематеринских является представление о том, что они имеют сравнительное небольшое площадное распространение. Однако это положение справедливо лишь для определенных групп макрофаций – склоновых, кальдерных и некоторых других.

Результаты исследований современных и ископаемых осадков свидетельствуют о том, что в отдельные эпохи фанерозоя на огромных пространствах существовали условия, благоприятные для формирования мощных



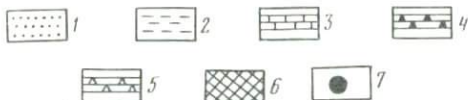
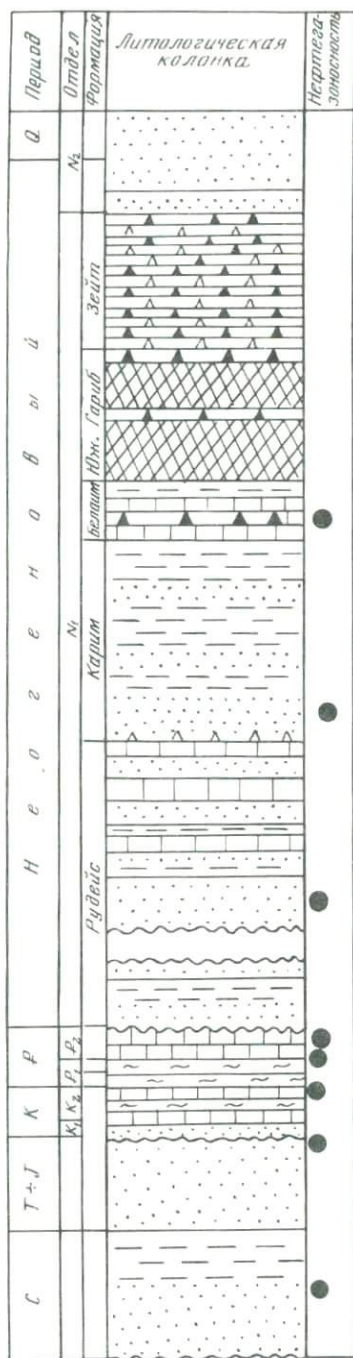


Рис. 2. Стратиграфический разрез и распределение залежей нефти в Суэцком бассейне [Shawsky Abdine, 1981]

1 — пески; 2 — глины; 3 — известняки; 4 — ангидриты; 5 — гипсы; 6 — каменная соль; 7 — залежи нефти

континентальных толщ, включающих не только озерные, но и речные и другие образования.

Более того, континентальные толщи участвуют в сложении разрезов в пределах ряда крупных геоструктурных элементов, отражая отдельные стадии их геологического развития. Так, например, в разрезах рифтовых впадин всегда выделяется одна или несколько континентальных толщ, в составе которых важную роль играют речные отложения и нередко содержатся нефтяные залежи (Рейнский, Суэцкий и другие рифты). Учитывая исключительное разнообразие рифтовых систем и их широкое развитие в земной коре [Берк, 1981], можно полагать, что в настоящее время не все такие толщи выявлены. Так, например, еще не установлены нефтегазосодержащие толщи в тех рифтовых зонах, которые были захвачены последующей складчатостью и оказались под зонами надвигов [Калинко, 1981].

В условиях устойчивого тектонического режима крупные речные артерии могут существовать на протяжении веков, эпох и даже периодов. Например, известно, что такие реки, как Волга, Обь, Енисей и некоторые другие, существуют по крайней мере с плиоцена, а некоторые и с более ранних геологических веков. Благодаря блужданию речных долин комплексы соответствующих отложений накапливаются на огромных площадях. В настоящее время

гигантские пространства на севере Западной Сибири покрыты современными речными отложениями Оби, Енисея, Таза и Пура.

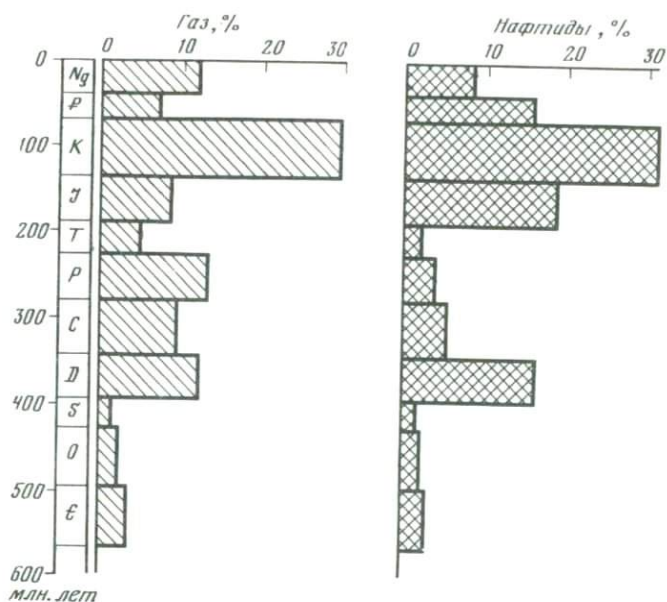


Рис. 3. Относительное глобальное распределение начальных ресурсов природных углеводородных газов и нефтей

Современными речными отложениями покрыты обширные пространства севера Печорской впадины.

Исследователи, изучавшие процессы торфообразования в глобальном масштабе, отмечают, что в фанерозое имело место повышение роли сапрпелевого материала в накоплении торфа. Так, в мезозойских торфах содержание сапрпелевого материала в целом значительно выше, чем в палеозойских. Еще большее значение сапрпелевый материал приобрел в последний этап, продолжающийся в настоящее время [Македонов и др., 1978].

Весьма возможно, что указанное обстоятельство предопределило повышение роли континентальных отложений в глобальных процессах нефтенакопления в течение геологического времени и что именно поэтому масштабы нефтенакопления увеличились к концу мезозоя – началу кайнозоя (рис. 3). В свете этого становится понятным, почему самые крупные скопления тяжелых нефтей, которые известны в "поясе Ориноко", приурочены к континентальным отложениям формации Офисина, имеющей олигоценый возраст, и генетически с ними связаны.

Вывод о генетической связи нефтей "пояса Ориноко" с заключающей их толщей подтверждается геологическими и геохимическими данными. Во-первых, большинство обнаруженных залежей приурочено к стратиграфическим и литологическим ловушкам, содержащимся во всей толще. Во-вторых, широкое распространение в этом регионе разрывных нарушений препятствует дальней латеральной миграции. Наблюдаемое распределение нефтей не характерно для дифференциального улавливания, происходящего

при дальней латеральной миграции. В тяжелых нефтях содержится 10^7 т ванадия, что, по мнению многих исследователей, является результатом его концентрации при сносе с докембрийского щита [Bitumens..., 1978].

Приведенные данные свидетельствуют о том, что в определенных геологических условиях нефтематеринские континентальные отложения могут обеспечить формирование крупных зон нефтенакпления, по масштабам нефтеносности соизмеримых с зонами нефтенакпления, генетически связанными с толщами морского генезиса.

Однако этот вывод нельзя распространять на все без исключения группы континентальных образований. Как отмечалось, некоторые из континентальных образований, например кальдерные, как правило, имеют ограниченное площадное распространение и небольшую мощность. Другие отложения, например эффузивные и туфогенные, характеризуются весьма непостоянным содержанием захороненного ОВ и, следовательно, не могут обладать значительным потенциалом нефтеносности. Но в то же время они могут вмещать УВ, мигрирующие из налегающих на них толщ, как это, например, наблюдается в месторождении Мурадханлы (Азербайджан).

Заключение. Резюмируя приведенные материалы, можно заключить, что в определенных геологических обстановках существуют условия, благоприятные для накопления ОВ в широком спектре континентальных образований, начиная с озерных и болотных отложений и кончая ледниковыми и континентальными вулканическими и вулканогенными макрофациями. При этом масштабы накопления и концентрации ОВ в континентальных отложениях некоторых типов сопоставимы, а нередко и превосходят таковые в отложениях морского генезиса. В других континентальных образованиях, таких, как эффузивы, наземные туфы, содержание ОВ, как правило, невелико и отличается крайней изменчивостью по простиранию.

Толщи континентального генезиса встречаются в разрезах почти всех регионов. Они формируются на определенных стадиях развития различных геоструктурных зон. Многие типы континентальных отложений, в том числе озерные, болотные и речные, нередко отличаются широким площадным распространением, хотя для некоторых, например кальдерных, элювиальных и других, характерна узкая локализация.

Захоронение ОВ в континентальных образованиях создает потенциальные возможности для развития в них процессов нефтегазообразования. Эти потенциальные возможности реализуются по мере того, как указанные образования попадают в условия повышенных (свыше $50-60^{\circ}\text{C}$) температур, что находится в полном соответствии с осадочно-миграционной теорией образования нефти [Вассоевич, 1967]. При этом нередко континентальные отложения оказываются в условиях таких температур без значительного погружения: в рифтовых впадинах, отличающихся высокой плотностью теплового потока, в пределах термальных полей в областях активного вулканизма и т.д.

Поскольку масштабы нефтегазообразования находятся в прямой зависимости от общего объема ОВ, то понятно, что и эти масштабы в континентальных толщах разного генезиса неодинаковы. Озерные, болотные и речные фациальные группы, отличающиеся широким площадным рас-

пространением, нередко большими мощностями и высокими концентрациями ОВ, могут генерировать значительные количества нефти и газа. В других группах континентальных образований — эффузивных, кальдерных и т.д. — продуцируются сравнительно небольшие количества жидких УВ, которые могут образовать лишь небольшие скопления — собственно нефтепроявления, а нередко только микропроявления (как, например, в кальдере вулкана Узон).

Возможность генерации нефти в континентальных толщах подтверждается открытием ее залежей в отложениях многих нефтегазоносных регионов: Южно-Каспийского, Волго-Уральского, Днепровско-Донецкого, Суэцкого (Нубийская серия), Бассова пролива (Латробе-Валлей), залива Кука, Оринокского (Офисина, олигоцен), различных внутренних впадин Азии и Северной Америки.

Таким образом, результаты проведенных исследований существенно меняют представления о количестве типов нефтематеринских образований: непрерывно расширяется круг пород, которые вмещают нефть и газ, растет число типов геологических форм, которые образуют природные ловушки для нефти и газа.

Большой вклад в изучение граничных условий, определяющих формирование залежей нефти и газа, внес Н.Б. Вассоевич [1955], который почти 30 лет назад в результате блестяще проведенных геохимических исследований в Предкавказье существенно расширил спектр нефтегазоматеринских горных пород.

ЛИТЕРАТУРА

- Алексейчик С.Н.* К возможности образования нефти в континентальных отложениях. — Нефт. хоз-во, 1946, № 12, с. 13–15.
- Ахунджанова М.И., Калинко М.К.* Некоторые особенности генетического соотношения нефтей Ферганской впадины. — Геология нефти и газа, 1982, № 2, с. 46–52.
- Баринов И.В.* Лимнологические типы озер СССР. Л.: Гидрометеоиздат, 1962. 276 с.
- Берк К.* Эволюция континентальных рифтовых систем в свете тектоники плит. — В кн.: Континентальные рифты. М.: Мир, 1981, с. 187–193.
- Ботвинкина Л.Н.* Генетические типы отложений областей активного вулканизма. М.: Наука, 1974. 318 с. (Тр./ГИН АН СССР; Вып. 263).
- Вассоевич Н.Б.* О происхождении нефти. — Тр. ВНИГРИ. Н.С., 1955, вып. 83, с. 9–98.
- Вассоевич Н.Б.* Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба). — В кн.: Вопросы образования нефти. М.; Л.: Гостоптехиздат, 1958, с. 7–220. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 128).
- Вассоевич Н.Б.* К вопросу об образовании нефти в континентальных (озерных) отложениях. — Геология нефти и газа, 1963, № 8, с. 1–6.
- Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти: (Исторический обзор и современное состояние). — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 135–156.
- Вебер В.В.* Изучение процесса битумообразования в современных осадках озера Севан (в связи с проблемой нефтеносности пресноводных фаший). — В кн.: Результаты комплексных исследований по Севанской проблеме. Русловые процессы. Ереван: Изд-во АН АрмССР, 1962, с. 85–99.
- Вебер В.В.* Нефтеносные свиты и их современные аналогии. М.: Недра, 1973. 280 с. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 128).
- Выхристюк Л.А.* Органическое вещество донных осадков Байкала. Новосибирск: Наука, 1980. 80 с.
- Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР: Генезис и закономерности распределения природных газов угольных бассейнов и месторождений СССР. М.: Недра, 1980. 218 с.

Геохимия неогенового литогенеза/В.К. Лукашев, Я.И. Аношко, В.А. Вечер и др. Минск: Наука и техника, 1978. 254 с.

Геохимия озерно-болотного литогенеза/К.И. Лукашев, В.А. Ковалев, В.Л. Туковичка и др. Минск: Наука и техника, 1971. 284 с.

Гершанович Д.Е. Закономерность распределения прибрежных апвеллинговых осадков в Мировом океане. – В кн.: Климатические закономерности и осадкообразование. М.: Наука, 1981, с. 73–84.

Дзюбан А.И. Соляные озера СССР и их минеральные богатства. Л.: Недра, 1968. 119 с.

Дзюбан А.И. Микрофлора и деструкция органического вещества в донных отложениях Цимлянского водохранилища. Вод. ресурсы, 1979, № 5, с. 171–176.

Ермаков В.И., Кабанова З.В. Масштабы накопления угольного вещества и генерация газов в мезозойских отложениях молодых плит СССР. – В кн.: Геохимический сборник. М.: ВНИГНИ, 1975, № 10, с. 69–81. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 175).

Иломете М.А. Изучение динамики прироста сфагнома и сфагнуного торфа в целях стратиграфического расчленения торфяных залежей: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Таллин, 1981. 21 с.

Калинко М.К. Генезис микронепфтепроявлений кальдеры вулкана Узон (Восточная Камчатка). – В кн.: Геохимический сборник. М.: ВНИГНИ, 1975, № 10, с. 50–57. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 175).

Калинко М.К. Методы сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности акваторий и поисков в них нефти и газа. М.: Наука, 1977. 239 с.

Калинко М.К. Пути повышения эффективности поисков углеводородов в старых нефтегазодобывающих регионах. – Сов. геология, 1981, № 1, с. 21–38.

Калицкий К.П. О миграции нефти. – Изв. Геол. ком., 1911, т. 30, с. 585–643.

Кудрявцев Н.А. Нефть, газ и твердые битумы в изверженных и метаморфических породах. – Тр. ВНИГРИ, 1959, вып. 142. 278 с.

Кузнецов С.И., Сперанская Т.А., Коншин В.Д. Состав органического вещества иловых отложений различных озер. – Тр. Лимнол. ст. в Косине, 1939, т. 22, с. 75–101.

Литология и геохимия современных озерных отложений гумидной зоны (на примере оз. Ханка)/А.М. Короткий, М.А. Михайлов, И.В. Китаев и др. М.: Наука, 1979. 124 с.

Лопатин Г.В. Наносы рек СССР (образование и перенос). – Зап. Всесоюз. геогр. о-ва. Н.С., 1952, т. 14. 367 с.

Лукашев В.К. Геохимия четвертичного литогенеза. Минск: Наука и техника, 1970. 296 с.

Майстрейко Ю.Г. Органическое вещество воды и донных отложений рек и водоемов Украины. Киев: Наук. думка, 1965. 239 с.

Македонов А.В., Вальц И.Э., Головенко И.О. и др. Типы торфонакопления, их пространственная и временная локализация. – В кн.: Угленосные формации и их генезис. М.: Наука, 1973, с. 42–52.

Матвеев А.К. Классификация угольных бассейнов. М.: Наука, 1973. 275 с.

Нейштадт М.П. Ресурсы сапропелей СССР и ближайшие задачи их изучения. – Тр. Свердл. с.-х. ин-та, 1968, вып. 17, с. 8–17.

Позняк В.С., Раковский В.Е. О химическом составе органической массы сапропелей Белорусской ССР. – В кн.: Химия и генезис торфа и сапропелей. Минск: Изд-во АН БССР, 1962, с. 299–308.

Романкевич Е.А. Геохимия органического вещества в океане. М.: Наука, 1977. 256 с.

Россолимо Л.Л. Основы типизации озер и лимнологического районирования. – В кн.: Накопление вещества в озерах. М.: Наука, 1964, с. 5–46.

Саидов М.Н., Багирян Г.В., Мосякин П.Ф. О генетической связи нефти в Центральной Азии с озерно-континентальными отложениями. – В кн.: Авторефераты научных работ, законченных в 1975 г. М.: Гостоптехиздат, 1958, с. 123–135.

Семинович Н.И. Донные отложения Ладожского озера. Л.: Наука, 1966. 124 с.

Семинович Н.И. Донные отложения Онежского озера. Л.: Наука, 1973. 104 с.

Тарновский А.А. Геохимия донных отложений современных озер. Л.: Изд-во ЛГУ, 1980. 172 с.

Успенский В.А. Введение в геохимию нефти. Л.: Недра, 1970. 312 с.

Фельдман М.Б. Органическое вещество в донных отложениях придунайских лиманов. – Тр. Ин-та гидробиологии, 1961, № 36, с. 204–209.

Шанцер Е.В. Некоторые общие вопросы учения о генетических типах отложений. – В кн.: Процессы континентального литогенеза. М.: Наука, 1980, с. 5–27. (Тр. ГИН АН СССР; Вып. 350).

Штернберг Л.Е. Осадконакопление и диагенез в северной гумидной зоне (на примере Европейской части СССР): Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. М.: ГИН, 1979. 41 с.

Bitumens, Asphalts and tar sands. Amsterdam, 1978. 331 p.

Cranwell P.A. Organic compounds as indicators of allochthonous and autochthonous input to lake sediments. – In: The Hague. Centre for agriculture publ. and documentation. Wageningen, 1977, p. 133–140.

Degens E.T., Von Herzen R.P., Wong H.K. Lake Taganyika: Water chemistry, sediments, geological structure. – Naturwissenschaften, 1971, Bd. 58, H. 5, S. 229–241.

Degens E.T., Von Herzen R.P., Wong H.K. et al. Lake Kivu: Structure, chemistry and biology of an East African rift lake. – Geol. Rdsch., 1973, Bd. 62, H. 1, S. 245–277.

Dziedzic K. Roswoy productowney fomacji weglowej w Sudetach Srodkowych. – Roczn. Pol. tow. geol., 1966, t. 36, N 4, s. 108–132.

Hacher P.G. The organic geochemistry of Mangrove Lake, Bermuda, Miami, Florida. – Nat. Ocean. and Atmospheric. Adm. Profess. Pap., 1978, N 10, 92 p.

Hargrave B.T., Nielsen L.K. Accumulation of sedimentary organic matter at the base of steep bottom gradients. The Hague. Centre for agriculture publ. and documentation. Wageningen, 1977, p. 168–173.

Jones J.C. Suggestive evidence of the origin of petroleum and oil shale. – Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1923, vol. 7, N 1, p. 67–68.

Kappers F.J. Presence of blue-green algal in sediments of Lake Brielle. – In: The Hague. Centre for agriculture publ. and documentation. Wageningen, 1977, p. 382–383.

Kimmel B.L., Goldman Ch.R. Production, sedimentation of particulate carbon and nitrogen in a sheltered subalpine lake. – In: The Hague. Centre for agriculture publ. and documentation. Wageningen, 1977, p. 148–155.

Nightingale W.T. Petroleum and natural gas in non-marine sediments of Bawder Wash field in Northwest Colorado. – Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1938, vol. 22, N 8, p. 1020–1047.

Nissenbaum A., Baedeker M.J., Kaplan I.R. Organic chemistry of Dead Sea sediments. – Geochim. et cosmochim. acta, 1972, vol. 36, N 7, p. 709–727.

Pan C.H. Non-marine origin of petroleum in North Sheusi and cretaceous of Szechuan, China. – Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1941, vol. 25, N 11, p. 2058–2068.

Peake E., Baker B.L., Hodgson G.W. Hydrogeochemistry of the surface waters of the Mackenzie River drainage basin, Canada. – Geoch. et Cosm. Acta, 1972, vol. 36, N 8, p. 867–883.

Pennington W., Haworth E.Y., Bonny A.P. et al. Lake sediments in Northern Scotland. – Philos. Trans. Roy. Soc. London B, 1972, vol. 264, N 861, p. 191–294.

Premazzi G., Ravera O. Chemical characteristics of Hugano Lake sediments: Interactions between sediments and fresh water. – In: The Hague. Centre for agriculture publ. and documentation. Wageningen, 1977, p. 121–124.

Reddy M.M. A preliminary report: nutrients and metals transported by sediments within the Genesee river watershed, N.J., US. – In: The Hague. Centre for agriculture publ. and documentation. Wageningen, 1977, p. 244–251.

Shawsky Abdine A.S. Egypt's geology: good grounds for optimism. – World Oil, 1981, vol. 193, N 7, p. 99–112.

Swain F.M. Non-marine organic geochemistry. Cambridge: Univ. press, 1980. 445 p.

Swain F.M., Meade R.W. Bottom sediments of the southern part of Pyramid Lake, Nevada. – J. Sediment. Petrol., 1958, vol. 28, N 38, p. 286–297.

Viner A.B. The influence of sediments upon nutrient exchange in tropical lakes. – In: The Hague. Centre for agriculture publ. and documentation. Wageningen, 1977, p. 210–215.

Weaver O.O., Houde Y., Downing J. et al. Bass basin set for new exploration. – Oil and Gas J., 1982, vol. 8, N 1, p. 154–160.

Yen T.F. Chemistry of marine sediments. Ann. Arbor, Mich.: Sci. Publ. Inc., 1977. 265 p.

ФАКТОРЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ НЕДР

Успехи нефтегазовой геологии в Советском Союзе достигнуты в результате развития ее фундаментальных основ, разработок прикладного характера и практики поисков и разведки новых нефтяных и газовых месторождений. Теоретические предпосылки, положенные в основу поисково-разведочных работ, достаточно достоверны. Их плодотворность в равной мере проявляется как при выработке направлений поисковых и разведочных работ в уже освоенных нефтегазоносных бассейнах, так и при обосновании перспектив нефтегазоносности новых регионов. И то и другое представляется принципиально важным еще и потому, что темпы геологоразведочных работ на нефть и газ неуклонно растут.

При сопоставлении прогнозных и доказанных запасов, а также уровня добычи выявляется ряд положений, наглядно показывающих, насколько важной в настоящее время становится степень достоверности в оценке потенциалов продуктивности перспективных на нефть и газ регионов и наиболее вероятных темпов переводов прогнозных запасов в промышленные.

Как раз поэтому теперь резко возросло значение работ, нацеленных на оценку генетического потенциала продуктивности в масштабе нефтегазоносных бассейнов, — положение, важность которого неоднократно подчеркивал Н.Б. Вассоевич [1967; Вассоевич и др., 1970, 1971 и др.]. В его работах был сформулирован один из основополагающих принципов такой оценки, согласно которой нефть и газ являются закономерным продуктом литогенеза, совершающегося в контуре осадочно-породных бассейнов (ОПБ). Родиной нефти, по Н.Б. Вассоевичу, являются ОПБ, поэтому только путем познания последних можно оценить и потенциал их нефтегазовой продуктивности.

Как показывает практика нефтегазогеологических исследований, любой вариант оценки перспектив нефтегазоносности крупных регионов, сформулированный без учета приведенного положения, может оказаться ошибочным. Поучительный пример на этот счет приводится У. Праггом [Pratt, 1952]: к маю 1920 г. в США общее количество добытой нефти составило около 5 млрд. баррелей (около 640 млн. т), и главный геолог Геологической службы США Д. Уайт предсказал, что добыча нефти в стране через 3—5 лет достигнет своего максимума, а затем пойдет на убыль в связи с истощением запасов и что годовая добыча в США, вероятно, никогда не превысит 540 млн. баррелей (37 млн. т). Д. Уайт полагал, что если США ежегодно будут добывать такое же количество нефти, то через 18 лет подсчитанные запасы нефти в 7 млрд. баррелей (или 900 млн. т) будут полностью израсходованы. Между тем вопреки этому прогнозу добыча нефти в США продолжала расти и в течение 1970—1980 гг. не опускалась ниже 450 млн. т. Всего же с начала разработки нефтяных месторождений до 1981 г. в стране добыто около 17 млрд. т нефти, но прогнозные запасы все еще оцениваются на уровне не менее 15 млрд. т. Как видим, прогноз

Д. Уайта оказался крайне пессимистическим, а в научном отношении совершенно несостоятельным.

В этой связи уместно вспомнить, что во многих нефтегазоносных бассейнах разработка месторождений ведется уже несколько десятилетий и некоторые из них ныне содержат лишь остаточные запасы. Тем не менее количество добытой в 1979 г. нефти оказалось равным величине доказанных на 1967 г. извлекаемых ее запасов.

Однако объектом поисковых работ все чаще становятся продуктивные пласты, залегающие на больших глубинах. Все чаще эти работы ведутся в нефтегазоносных бассейнах чрезвычайно сложного геологического строения, например в бассейнах Скалистых гор США.

Возрастает ответственность за высокое качество геологических обоснований для организации поисковых работ в новых бассейнах. Все более важными становятся принципы, на основе которых принимаются решения по выбору из имеющегося фонда перспективных ловушек очередных объектов поисковых работ в бассейнах с уже подтвержденной продуктивностью недр.

На современном этапе развития нефтегазогеологических работ проблема поисков скоплений углеводородов (УВ) заключается в решении нескольких самостоятельных задач, среди которых наиболее важными являются следующие.

1. Типизация ОПБ по истории их развития в целях определения пространственных и временных взаимоотношений процессов литогенеза и накопления исходного органического вещества (ОВ), его преобразования в жидкие и газообразные УВ, их миграции, консервации и рассеивания.

2. Выявление зональности размещения месторождений (различных по запасам) в нефтегазоносных бассейнах и построение типовых моделей ловушек, в которых наиболее вероятно открытие скоплений с крупными и крупнейшими запасами углеводородного сырья.

3. Обоснование поисковых признаков, позволяющих вести направленный поиск в контуре нефтегазоносных бассейнов (НГБ), что, в свою очередь, обеспечивает возможность раздельного планирования прироста запасов нефти и газа.

4. Обоснование поисковых признаков для раздельного поиска скоплений чистых и обогащенных сероводородным газом в бассейнах с превышением газовых ресурсов над нефтяными.

5. Выделение в контурах нефтегазоносных бассейнов областей регионального нефтегазоаккумуляции с различными механизмами формирования залежей, что необходимо для прогнозирования участков, где могут быть открыты однозалежные либо многозалежные месторождения.

Очевидно, что решение этих и ряда других задач требует использования системного подхода, позволяющего рассматривать имеющиеся материалы во взаимосвязи и на основе концептуальных моделей, отражающих в динамике процессы генерации, миграции, консервации и разрушения залежей.

Общеизвестно, что носителем исходного ОВ, из которого возникают жидкие и газообразные УВ, являются осадочные породы. Ключом к пониманию условий их образования может стать раскрытие истории возникновения, развития и отмирания седиментационных бассейнов (СБ) и установ-

ление времени и условий их преобразования в нефтеносные, нефтегазосносные или газосносные. Это положение чрезвычайно удачно сформулировано Н.Б. Вассоевичем, отметившим, что родиной нефти являются СБ, имманентным свойством которых оказывается их нефтегазосносность. Вместе с тем, это не означает, что каждый ОПБ одновременно является и нефтегазосносным. Очевидно, что в последние преобразуются только такие ОПБ, в процессе развития которых накапливались осадочные породы, обогащенные углеродистым веществом. Таким образом, первым признаком, с помощью которого среди ОПБ следует выделять предположительно нефтегазосносные, оказывается степень обогащенности его осадочного выполнения углеродистым веществом. Следовательно, история, а точнее, предыстория нефти начинается с седиментогенеза, а конечная нефтегазосносность бассейна как по количеству генерированного в его недрах УВ, так и по закономерностям формирования и размещения в его пределах залежей обусловлена совокупностью параметров, отражающих эволюцию седиментационных бассейнов.

Таким образом, нефтегазосносными следует считать такие СБ, которые как "целостные автономные системы" [Вассоевич и др., 1979] представляют собой обособленную регструктуру; в их эволюции протяженность депрессионных этапов развития превышает общую протяженность времени, приходящегося на этапы перерыва в осадконакоплениях и на поднятия. Именно поэтому в подобных автономных системах минеральный и углеродистый материал оказывается законсервированным в пределах этой регструктуры. В процессе катагенетического преобразования формирующиеся УВ не рассеиваются, а рассредоточиваются по зонам регионального нефтегазонакопления. Иными словами, нефтегазосносными оказываются такие ОПБ, в которых реализуется вся гамма процессов нефте- и (или) газобразования и нефтегазонакопления, сопровождающихся или не сопровождающихся разрушением залежей.

Нефтегазосносность, следовательно, является свойством ОПБ, и поскольку сам процесс образования УВ растянут во времени, а миграция от мест их зарождения до ловушек также происходит неоднократно, в общей длительной прерывисто-непрерывной [Соколов, 1980] эволюции бассейна можно наметить соответствующие рубежи процесса нефтеобразования и нефтенакпления.

Учение о НГБ стимулировало развитие и углубление представлений о нефтематеринских породах. Хотя самые ранние суждения на этот счет изложены в опубликованных еще в середине прошлого столетия работах Д. Ньюберри и Х. Роджерса, однако лишь исследованиями А.Д. Архангельского [1927] было положено начало систематическому изучению условий формирования нефтематеринских пород. Качественно новый этап их исследования начался тогда, когда материнские породы стали рассматривать во взаимосвязи с покрывающими и подстилающими их породами.

Н.Б. Вассоевич неоднократно и настойчиво привлекал внимание к изучению нефти (газо) материнских пород и к необходимости оценки потенциала их продуктивности. Ему принадлежит приоритет в разграничении пород, обогащенных углеродистым веществом, на потенциально нефтематеринские и нефтепроизводительные [Вассоевич, 1955]. В дальнейшем

большой вклад в изучение материнских пород внесли М.Ф. Двали [1961], С.Г. Неручев [1960 и др.], А.Э. Конторович [1968], А.М. Акрамходжаев [1973 а, б и др.] и многие другие авторы. Новейшие исследования этого вопроса показали возможность анализа подобных материалов на качественно совершенно новой генетической основе, что позволяет оценивать прогнозные запасы как жидких, так и газообразных УВ в масштабе всего бассейна. Новый метод оценки прогнозных запасов, названный объемно-генетическим, успешно развивался А.М. Акрамходжаевым [1973б, 1982 и др.], Н.Б. Вассоевичем [1967], А.Э. Конторовичем [Конторович, Неручев, 1971], С.Г. Неручевым [1964 и др.], А.А. Трофимук [Трофимук и др., 1972], В.С. Вышемирским [Вышемирский и др., 1971] и многими другими авторами, и его плодотворность ныне не вызывает никакого сомнения.

Таким образом, при прогнозной оценке возможной нефтегазосности ОПБ в первую очередь необходимо выяснить, формировались ли в его контуре нефте- или(и)газоматеринские породы, установить их объем, природу заключенного в них углеродистого вещества, степень интенсивности его катагенетической преобразованности и в конечном счете ожидаемую продуктивность. Все это и определяет чрезвычайную важность литолого-палеографических и геохимических исследований, нацеленных на выделение в осадочном разрезе таких его частей, которые наделены признаками материнских пород.

Накапливающийся в седиментационных бассейнах осадок в физико-химическом отношении представляет собой еще не уравновешенную систему, состоящую из жидкой, газообразной и твердой фаз, включающих и реакционноспособные компоненты. Осадок становится породой лишь тогда, когда энергетический потенциал реакционноспособных компонентов оказывается израсходованным и между ними возникает состояние равновесия, т.е. когда завершается процесс диагенеза. Очевидно, что после завершения диагенетических процессов осадочная порода по своему химическому и минералогическому составу, текстурным и структурным особенностям уже не является адекватной осадку. Это качественно новый продукт геологических процессов, при внимательном изучении которого можно восстановить и самую раннюю стадию его формирования.

Сходен и механизм аккумуляции углеродистого материала. В одних случаях он накапливается в осадке за счет живой материи (животной и растительной), обитавшей в водной среде бассейна или на его дне. В других он привносится в седиментационный бассейн с суши как компонент континентального стока. Б.А. Скопинцев и Л.П. Крылова [1955] показали, что ежегодный вынос ОВ Северной Двиной, Невой, Доном, Днепром, Кубанью, Волгой, Курой, Леной и Обью в моря и океаны "составляет от сотен тысяч до полутора десятков миллионов тонн". По данным этих авторов, ежегодно реки выносят с материков в океан $70 \cdot 10^8$ т ОВ. По подсчетам Райля, в Мировом океане при жизнедеятельности морских растений может образоваться до 12 млн. т УВ. И.О. Брод отмечал, что если только 0,01% этого количества УВ сохранится, то за 100 млн. лет из него образуется количество нефти и газа, соизмеримое с суммарными вероятными их запасами на Земле [Брод, Еременко, 1957].

Отсюда вытекает настоятельная необходимость при оценке генетических

предпосылок нефтегазонасыщенности учитывать во взаимосвязи результаты исследования палеотектонических, палеогеографических и палеогеохимических условий развития седиментационных бассейнов. В этой связи их целесообразно разделить на два класса. Один составит такие седиментационные бассейны, в истории которых продолжительность морского осадконакопления значительно (в 2–3 и более раза) превышает время, приходящееся на перерывы в седиментации, и время, в течение которого накапливались осадки континентального генезиса. В таких СБ углеродистый материал возникает главным образом за счет биологической продуктивности самого бассейна. К другому классу надо отнести седиментационные бассейны, с которыми связаны процессы в основном континентального осадконакопления.

По условиям накопления углеродистого материала среди последних целесообразно выделить три главных типа. Первый – континентальные СБ, располагавшиеся в аридных бессточных зонах. Такие СБ не обладают потенциалом, который необходим для преобразования их в нефтегазонасыщенные. Очевидно, что в этом случае нельзя выделить в осадочном разрезе материнские породы, следовательно, беспредметны и усилия по поиску залежей. Второй тип континентальных седиментационных бассейнов характеризовался наличием стока рек, дренировавших влажные зоны, независимо от того, находились ли сами бассейны в этих зонах или нет. В подобных СБ углеродистый материал поступает вместе с речным стоком. По отношению же к самому бассейну он аллохтонен, и его преобразование в УВ происходит в пределах бассейна. К третьему типу следует отнести континентальные седиментационные бассейны, располагающиеся в умеренно влажной и влажной климатических зонах. В таких СБ формируются торфяники, которые в дальнейшем преобразуются в каменные угли, выделяя при этом значительное количество газообразных УВ.

Как видим, важное, если не решающее значение в создании потенциала нефтегазовой продуктивности имеет не только и даже не столько тектоническое строение областей осадконакопления, сколько генетические типы формировавшихся в их пределах осадков и палеогеографические условия осадконакопления. Здесь мы подходим к одному из важнейших для оценки генетического потенциала ОПБ положений, а именно к типу формаций в осадочном чехле этих бассейнов.

”Самый рациональный, теоретически обоснованный и проверенный на практике метод поисков залежей нефти требует выяснения всей истории возникновения и развития данного осадочного бассейна, его превращения в осадочно-породный бассейн (ОПБ); выяснения палеогеографии для всех этапов его эволюции; построения серии соответствующих литолого-фациальных и изопачических карт, раздельного выделения отложений, обладающих такими важными с нефтегеологической точки зрения свойствами, как пористость (породы-коллекторы), способность быть флюидоупорами (породы-флюидоупоры) и, конечно, потенциально нефтематеринскими (ПНМ) отложениями” [Вассоевич, 1980, с. 4]. В осадочном выполнении ОПБ формации всегда отчетливо обособлены, и именно по этой причине через них можно с высокой достоверностью проследить основные этапы развития ОПБ. Формации отражают надпородный уровень организации вещества, имеют отчетливо выраженные кровлю и подошву. Всегда можно

определить площадь их распространения и объем, оценить палеогеографические, палеотектонические и палеоклиматические условия их формирования, выделить среди них такие, в состав которых входят материнские породы и природные резервуары. По существу, переход от оценки ОПБ в целом к анализу слагающих его формаций отвечает требованиям системного анализа. Этому же принципу соответствует и подход к формациям с точки зрения размещения в них пород, способных генерировать и аккумулировать УВ и препятствовать их рассеиванию.

Н.Б. Вассоевич неоднократно отмечал длительность и многоступенчатость нефтеобразования и неправомочность определения возраста нефти по возрасту вмещающих ее пород. Вместе с тем очевидно, что, чем точнее можно определить возраст нефти или газа, тем более обоснованными окажутся прогнозные заключения, поскольку в этом случае приобретают гораздо большую достоверность представления о механизме миграции УВ и об условиях их консервации в ловушках. В этом смысле первостепенное значение приобретает еще одно фундаментальное понятие, введенное в литературу Н.Б. Вассоевичем и получившее ныне широчайшее распространение. Имеется в виду положение о главной фазе нефтеобразования (ГФН), обоснованное Н.Б. Вассоевичем впервые в 1967 г.

Понятие ГФН привлекло к себе всеобщее внимание. Оказалось, что в нем в концентрированной форме нашли отражение основные результаты исследований в области генезиса нефти. Применение его в качестве "рабочего инструмента" позволило совершенно по-новому конструировать прогноз. Новое в данном случае состоит в приведении многочисленных факторов нефтегазовой продуктивности к одному, но решающему, а именно к температурному, функционально и исторически связанному со всеми остальными фактору. По этому показателю определяется наступление момента, когда материнские породы преобразуются в производящие и из них начинается эвакуация УВ.

Ценность учения о ГФН состоит еще и в конкретности оценочного критерия, поскольку с помощью карт палеоглубин залегания формаций и набора палеоструктурных карт, отражающих последовательность погружения каждой формации в область все более и более высоких температур, появляется возможность проследить, когда каждая формация оказывается в той или иной зоне категенеза, и в конечном счете с достаточно высокой надежностью определить направление миграции УВ и условия их локализации в ловушках. Важно также отметить, что использование понятия ГФН стимулировало расширение прогнозных генетических критериев, о чем свидетельствуют публикации А.М. Акрамходжаева [1973а], С.Г. Неручева [1973], В.П. Строганова [1973], Г.Э. Прозоровича и других авторов, предложивших выделять также главную фазу газообразования. В данном случае речь идет о дифференциации понятия ГФН, учитывающей, что газообразование предшествует, сопровождает процесс нефтеобразования и продолжается после того, как он в основном оказывается завершенным.

Выше уже отмечалось, что история развития каждого ОПБ запечатлена в формациях, слагающих его осадочное выполнение. Здесь уместно подчеркнуть, что при переходе от оценки генетических предпосылок нефти или (и)газоносности бассейна к раскрытию условий формирования залежей и закономерностей их размещения объектом анализа следует считать фор-

мации, а методом анализа целесообразно принять палеотектонический. Это обусловлено тем, что каждая в отдельности часть формации, наделенная признаками материнской, является ее неотъемлемым элементом. Как раз по этой причине понять ее потенциал, воссоздать историю катагенетических преобразований, выделив при этом этапы наибольшей и наименьшей активности этих процессов, а через них наметить и периоды эмиграции, или эвакуации по Б.А. Соколову, УВ из производящих пород в коллекторы удобнее всего через палеоструктурный анализ формации.

И.О. Броду принадлежит большая заслуга в обосновании учения о нефтегазоносности осадочных бассейнов, но только Н.Б. Вассоевичу удалось показать, каким огромным научным потенциалом обладает понятие о нефтегазоносных бассейнах.

ЛИТЕРАТУРА

- Акрамходжаев А.М.* Главная фаза газообразования. — Узб. геол. журн., 1973а, № 5, с. 3–9.
- Акрамходжаев А.М.* Органическое вещество — основной источник нефти и газа. Ташкент: Фан, 1973б. 204 с.
- Акрамходжаев А.М.* Нефть и газ — продукты преобразования органического вещества. М.: Недра, 1982. 258 с.
- Архангельский А.Д.* Условия образования нефти на Северном Кавказе. М.; Л.: Нефт. изд-во НГУ ВСНХ СССР, 1927. 183 с.
- Брод И.О., Еременко Н.А.* Основы геологии нефти и природного газа. М.: Гостоптехиздат, 1957. 480 с.
- Вассоевич Н.Б.* Стадии развития нефтематеринских отложений терригенного типа. — В кн.: Происхождение нефти. М.: Гостоптехиздат, 1955, с. 323–336.
- Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти: Исторический обзор и современное состояние. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 135–156.
- Вассоевич Н.Б.* Предисловие. — В кн.: Типы осадочных формаций нефтегазоносных бассейнов. М.: Наука, 1980, с. 3–18.
- Вассоевич Н.Б.* Предисловие. — В кн.: Тез. докл. IV Всесоюз. семинара Осадочные бассейны и их нефтегазоносность. М.: Изд-во МГУ, 1981, с. 3–13.
- Вассоевич Н.Б., Амосов Г.А.* Геологические и геохимические улики образования нефти за счет живого вещества. — В кн.: Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967, с. 5–22.
- Вассоевич Н.Б., Архипов А.Я., Бурлин Ю.К.* и др. Нефтегазоносный бассейн — основной элемент нефтегеологического районирования крупных территорий. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1970, № 5, с. 13–24.
- Вассоевич Н.Б., Архипов А.Я., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А.* Совершенствование методов оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1979, № 6, с. 65–74.
- Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Корчагина Ю.И., Соколов Б.А.* Историко-геолого-геохимический метод оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1971, № 11, с. 56–60.
- Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А.* Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск: Наука, 1971. 68 с. (Тр. Ин-та геологии и геофизики СО АН СССР; Вып. 143).
- Двали М.Ф.* Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. Л.: Гостоптехиздат, 1961. 378 с. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 211).
- Конторович А.Э.* Схема диагностики нефтепроизводящих отложений. — ДАН СССР, 1968, т. 179, № 3, с. 675–677.
- Конторович А.Э., Неручев С.Б.* Катагенез рассеянного органического вещества и нефтеобразование. — В кн.: Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск: Наука, 1971, с. 51–69.
- Неручев С.Г.* Об эволюции представления о нефтематеринских свитах. — В кн.:

Проблемы происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей. М.: Наука, 1970, с. 513–514.

Неручев С.Г. О возможности оценки прогнозных запасов нефти на генетической основе. – Геология нефти и газа, 1964, № 7, с. 8–11.

Неручев С.Г. Главная фаза газообразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого РОВ. – Геология и геофизика, 1973, № 10, 14–16.

Скопинцев Б.А., Крылова Л.П. Вынос органического вещества крупными реками Советского Союза. – ДАН СССР, 1955, т. 105, № 4, с. 563–569.

Соколов Б.А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М.: Наука, 1980. 243 с.

Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. т. 3. М.: Изд-во АН СССР, 1962. 550 с.

Строганов В.П. О главных фазах генерации газообразных и жидких углеводородов и условиях формирования зон нефтегазоаккумуляции. – Сов. геология, 1973, № 9, с. 65–75.

Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Вышемирская О.П. и др. Новые варианты объемно-генетического метода оценки прогнозных запасов нефти и газа. – Геология нефти и газа, 1972, № 5, с. 1–7.

Хаин В.Е. Геотектонические основы поисков нефти. Баку: Азнефтеиздат, 1954. 692 с.

Хаин В.Е., Соколов Б.А. Современное состояние и дальнейшее развитие учения о нефтегазоносных бассейнах. – В кн.: Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М.: Наука, 1973, с. 94–108.

Pratt W.E. Toward philosophy of oil-finding. – AAPG Bull., 1952, vol. 36, N 12, p. 2231–2236.

УДК 553.98 (575.1+575.2+575.3)

А.М. Акрамходжаев, А.Г. Бабаев

ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПОДВИЖНОГО ПОЯСА СРЕДНЕЙ АЗИИ

Выдающийся советский геолог-нефтяник Н.Б. Вассоевич неоднократно отмечал, что родиной нефти являются осадочно-породные (седиментационные) бассейны, где вместе с минеральными компонентами накапливается углеродистое органическое вещество (ОВ), которое в конечном счете и генерирует углеводороды (УВ). Это лишь на первый взгляд общее положение на самом деле обладает огромной смысловой нагрузкой, поскольку позволяет рассматривать и оценивать в совокупности стадийность литогенеза и преобразование ОВ, заключенного в осадочном материале. Рассмотрение этой совокупности позволило Н.Б. Вассоевичу обосновать положение о главной фазе нефтеобразования (ГФН), получившее почти всеобщее признание и ставшее ныне одним из фундаментальных понятий в нефтегазовой геологии.

Очевидно, что только те седиментационные бассейны преобразуются в нефтегазоносные, в пределах которых в процессе развития накапливались отложения, обогащенные углеродистым ОВ. Принципиальную важность этого положения удобно проиллюстрировать на материалах изучения седиментационных бассейнов, существовавших в мезозое и кайнозое на территории Средней Азии.

В соответствии со степенью подвижности коры, сопоставимой или равной по масштабу (амплитуде) вертикальным движениям, а также с ос-

бенностями строения возникших структур в Средней Азии отчетливо обособляются два типа подвижных поясов, сходство между которыми подчеркивается одновременностью проявления породивших их процессов. К первому типу следует отнести Копетдагский сектор Крымско-Кавказской геосинклинали и Центрально-Памирскую геосинклиналь, преобразование которых в горно-складчатые области завершилось в неогеновое время или еще продолжается. Ко второму типу подвижных регионов отнесены территории, где в разрезе осадочных толщ отчетливо различаются три этажа, разделенные перерывами и (или) угловыми и стратиграфическими несогласиями. Самый нижний этаж здесь обычно сложен осадочными, метаморфическими и изверженными породами, смятыми в складки геосинклинального типа. Этот нижний этаж образует складчатое основание, на размытой поверхности которого с угловым и стратиграфическим несогласием залегают отложения среднего этажа, мощность которых составляет 2,5–3 тыс. м, хотя местами она сокращается до 100–200 м или возрастает до 6 тыс. м. Верхний этаж охватывает отложения неогена и антропогена и выражен молассами синорогенного типа, залегающими с разрывом, стратиграфическим и нередко угловым несогласием на отложениях среднего этажа. Таким образом, структурно и генетически в пределах подвижных областей второго типа различаются складчатое основание (каледониды и герциниды), платформенный осадочный чехол (триас, юра, мел, палеоген) и орогенный комплекс (неоген — антропоген).

По генезису отложений, слагающих средней (платформенный) этаж, по истории развития региона, а также в соответствии со строением разреза среди крупных депрессионных геоструктурных элементов в подвижных поясах второго типа различаются три разновидности.

Одной из них является Афгано-Таджикский регион, выраженный в морфологическом и тектоническом отношении в виде межгорной впадины. Здесь под покровом синорогенных моласс залегают толща морских глинисто-карбонатных пород палеогена, ниже которых находится полный и непрерывный разрез меловых отложений. Среди последних выделяются терригенно-глауконитовая (апт — верхний мел) и красноцветная (неоком) формации. В подстилающих юрских отложениях сверху вниз различают соляно-ангидритовую, карбонатную и угленосную паралические формации (см. рисунок). В разрезе среднего этажа господствуют морские образования, представляющие собой комплекс формаций платформенного типа.

К регионам второй разновидности следует отнести Ферганскую межгорную и Приташкентскую предгорную впадины. Здесь соотношение формации синорогенных моласс и палеогеновых отложений практически такое же, как в Афгано-Таджикской впадине, однако есть и существенные различия. Во-первых, следует отметить гораздо более высокую насыщенность палеогеновых отложений карбонатными породами, во-вторых, — наличие многочисленных участков, на которых молассы залегают с глубоким разрывом и угловым несогласием на палеогеновых, меловых и даже палеозойских отложениях. В разрезе мезозоя породы морского генезиса встречаются только в интервале турон — сенон, вся же остальная часть мелового разреза и весь юрский сложены образованиями континентального генезиса. Необходимо напомнить также, что среди юрских отложений достоверно установлены ниже- и среднеюрские, в том числе угленосные образования

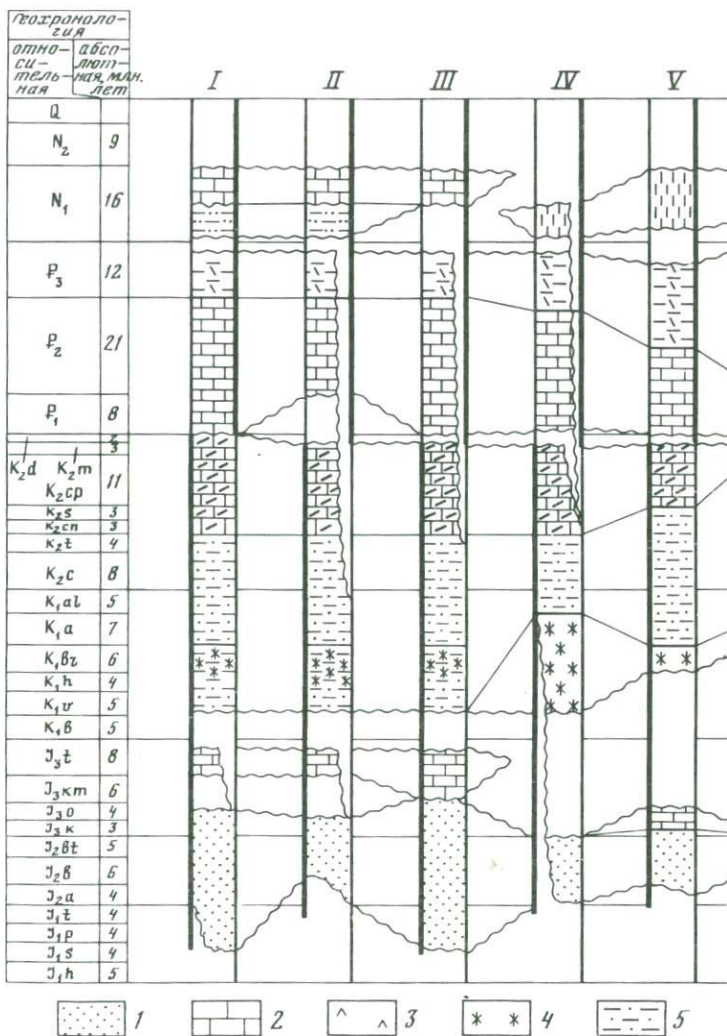
лимнического типа, а верхнеюрские выделяются предположительно, да и то только в рамках оксфордского яруса. Указанные данные свидетельствуют о существовании достаточно длительного перерыва в осадконакоплении, длившегося, скорее всего, от оксфорда до середины неокома. Тот факт, что меловые красноцветы залегают на юрских породах с перерывом и несогласием, и то, что в подошве развита достаточно мощная толща конгломератов, позволяют предполагать проявление складкообразующих процессов или, во всяком случае, интенсивных вертикальных движений в период, предшествовавший формированию меловых отложений.

К третьей разновидности относятся впадины Северной Киргизии. В их пределах палеоген и неоген образуют единую толщу континентальных терригенных пестроцветных пород, в составе которой лишь в некоторых районах выделяются свиты. Следует отметить, что во внутренних частях впадин Северной Киргизии континентальные терригенные образования частично замещаются соленосными отложениями с глауберитом, тенардитом, мирабилитом, астраханитом, галитом и гипсом. Наличие меловых отложений во впадинах Северной Киргизии остается до сих пор проблематичным. Некоторые исследователи к ним относят нижнюю часть киргизского красноцветного комплекса. Что касается юрских отложений, то во впадинах Северной Киргизии они распространены повсеместно, причем представлены исключительно континентальными, в том числе грубообломочными, образованиями. Таким образом, третья разновидность среднего этажа осадочного чехла целиком выражена континентальными образованиями, и, по-видимому, орогенными здесь следует считать не только неогеновые, но и палеогеновые отложения. Надо также отметить условность выделения здесь среднего этажа, так как слагающие его породы очень близки к отложениям верхнего этажа.

Рассматривая области постплатформенной активизации, нельзя не обратить внимание на своеобразие Чуйской впадины. Если во всех остальных впадинах нижняя граница среднего этажа соответствует основанию юрских или триасовых отложений, то в Чуйской в состав среднего этажа входит также герцинский комплекс. Эта особенность Чуйской впадины имеет решающее значение для оценки перспектив ее нефтегазоносности.

Первая, и пожалуй основная, проблема определения нефтегазоносности депрессионных зон в составе подвижного пояса Тянь-Шаня заключается в дифференцированной оценке их перспектив. В этом отношении нельзя не отметить, что при многих сходных чертах, в частности нашедших отражение в строении среднего этажа, между ними обнаруживаются и коренные отличия, которые, по существу и определяют оценку их нефтегазоносности.

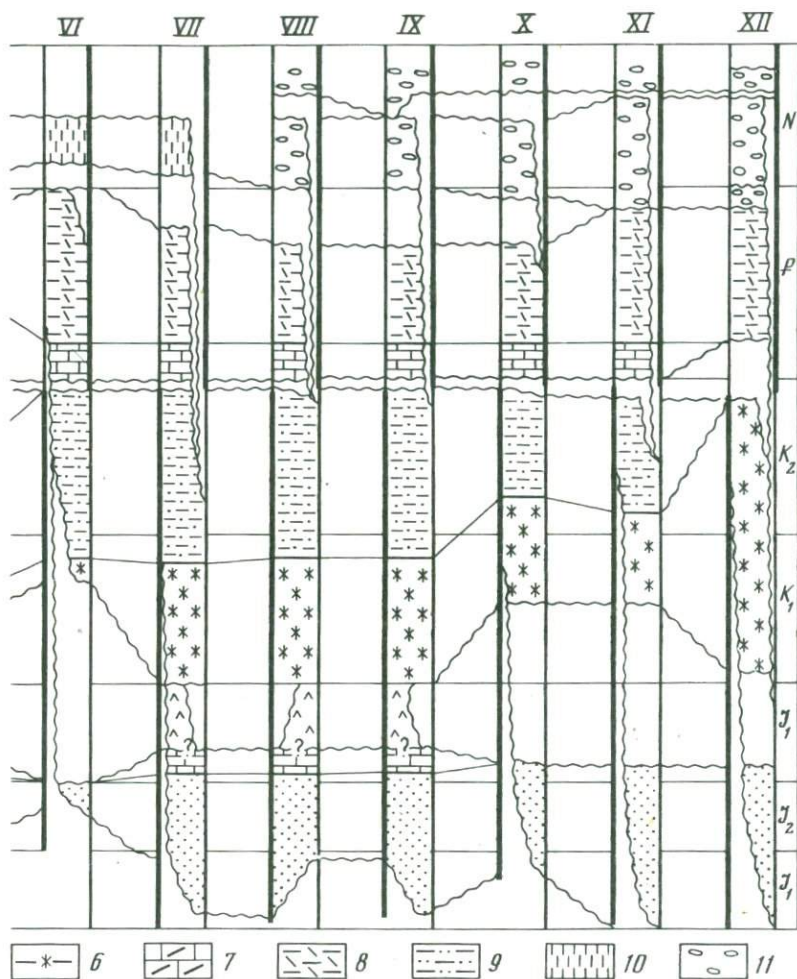
Главным итогом исследовательских работ по материалам бурения, отражающим основные детали истории геологического развития этих впадин, следует считать вполне доказанное положение об отсутствии в разрезе среднего этажа пород, которые можно было бы отнести к категории нефте- или газоматеринских, переживших перерождение в производящие и выделившие то или иное количество УВ. Здесь уместно подчеркнуть, что, хотя в Ферганской и Афгано-Гаджикской впадинах, так же как и во впадинах Северной Киргизии, юрские отложения представлены континентальными образованиями, они неодинаковы. В Ферганской впадине это



Вертикальные ряды формаций послепалеозойских седиментационных бассейнов Средней Азии (центральная и восточная части)

Формации: 1 – терригенная угленосная, 2 – карбонатная трансгрессивная, 3 – соляно-ангидритовая, 4 – красноцветная, 5 – терригенно-глауконитовая, 6 – красноцветная субформация в объеме терригенно-глауконитовой формации, 7 – карбонатная регрессивная, 8 – глинистая морская трансгрессивная, 9 – песчано-глинистая морская трансгрессивная, 10 – песчаная полимиктовая покровная, 11 – молассовая

угленосные лимнические, а Афгано-Таджикской – угленосные параличские породы, тогда как во впадинах Северной Киргизии отложения указанного возраста характеризуются сокращенными разрезами, в значительной степени насыщенными конгломератами и практически не содержащими угленосных образований. К этому следует добавить, что объективных и неоспоримых материалов, позволяющих предполагать наличие в осадоч-



I – Северо-Устьюртский седиментационный бассейн (СБ); *II* – Центрально-Устьюртская зона поднятий; *III* – Южно-Устьюртский СБ; *IV* – Южное Приаралье; *V* – Хорезм; *VI* – Кызылкумы; *VII* – Бухаро-Хивинская область Амударьинского СБ; *VIII* – Юго-Западный Гиссар; *IX* – Сурхандарьинская область Афгано-Таджикского СБ; *X* – Приташкентский район Сырдарьинского СБ; *XI*, *XII* – Ферганский СБ: *XI* – южный борт, *XII* – северный борт

ном комплексе впадин Северной Киргизии хотя бы потенциально нефтели или газоматеринских пород в разрезе меловых, палеогеновых и неогеновых отложений, не существует. Таким образом, при сопоставлении крупных депрессионных структур подвижного пояса в восточной части Средней Азии среди них можно выделить два генетических типа. Один составит впадины, испытавшие тектоническую активацию только в послепалеогене-

новое время. Их главными отличительными признаками остаются платформенный характер разреза среднего этажа осадочного чехла и насыщенность его в той или иной мере образованиями морского генезиса или угленосными фациями.

Можно без сомнения дискутировать о наличии материнских пород, об их производительности, об условиях миграции УВ и формирования залежей. Но вместе с тем неоспорима приуроченность подавляющего числа залежей к тем частям среднего этажа осадочного чехла, которые сложены морскими образованиями или угленосными фациями. Говоря о региональной продуктивности палеогеновых отложений Сурхандарьинской газонефтеносной области, нельзя не подчеркнуть, во-первых, несравненно более слабую изученность бурением мезозойских отложений и, во-вторых, принципиально иное их строение по сравнению с Ферганской впадиной. Здесь они аналогичны мезозойским отложениям соседней, западной части плиты и, как и там, несомненно характеризуются региональной продуктивностью в основном верхнеюрских отложений. Таким образом, приводимые цифры отражают прежде всего региональную продуктивность палеогеновых отложений. В отношении мезозойских их следует считать лишь самыми предварительными в связи с низким уровнем их изученности.

Следует отметить, что крупные депрессионные структуры в пределах рассматриваемой территории различаются не только по генезису пород, слагающих средний этаж осадочного чехла. Иными были и геотектонические предпосылки их возникновения. По этому показателю можно выделить два главных их типа. К первому относятся такие депрессионные структуры, возникновение и длительное развитие которых при относительно устойчивом сохранении размеров и конфигураций связаны с более интенсивным, чем на соседних участках, проседанием земной коры. И хотя временами в пределах таких депрессионных областей выделяются зоны довольно интенсивного прогибания, приуроченные к конседиментационно развивающимся разломам, тем не менее общее развитие таких депрессионных структур все же обусловлено их проседанием. Даже в тех случаях, когда на завершающем этапе эволюции они испытывают постплатформенную активизацию, характерные особенности их строения часто сохраняются, в частности мало меняется конфигурация, но зато существенно возрастает контрастность строения, появляются разломы разной амплитуды и глубины проникновения и надвиги.

Формирование второго типа депрессионных структур в рассматриваемом регионе связано с опусканиями по разломам, в процессе которых возникают односторонние и двусторонние грабены, в том числе близкие по строению к авлакогенам. Важно отметить, что все они имеют гораздо меньшие размеры по сравнению с депрессионными структурами, возникшими за счет проседания, и выполнены главным образом континентальными образованиями. К числу таких структур относятся Яркенд-Ферганская система Южно-Ферганских впадин, Заалайская, Зарафшанская, Калаймахмудская, Ходжакелянская, Аркитская и некоторые другие впадины. Эти структуры отличаются от ранее рассмотренных не только по своему генезису и фациальным особенностям выполняющих их пород, но и по объему последних. Анализ совокупности генетических, тектонических

и палеогеографических признаков не позволяет считать их перспективными на открытие нефтяных и газовых месторождений. Депрессионные структуры, формирование которых происходило в связи с общим проседанием земной коры, в этом отношении представляют несравненно больший интерес. Среди них, как уже отмечалось, первостепенное значение приобретают те, которые отличаются наибольшей насыщенностью разреза породами морского генезиса и угленосными отложениями. К их числу как раз и относятся Ферганская, Афгано-Таджикская и Чуйская впадины.

Далее следует остановиться на вопросе объективной оценки генетического потенциала отложений в перспективных впадинах и на степени его реализации. Эта оценка в первую очередь базируется на правильном выделении материнских свит, определении состава исходного ОВ и уточнении условий его преобразования.

Н.Б. Вассоевич и В.А. Успенский предложили чрезвычайно простой способ определения прогнозных запасов, базирующийся на следующем принципе: объем запасов фундаментально зависит от объема осадочных пород в области прогибания. Однако практическое использование этого метода возможно только при учете поправочных коэффициентов, отражающих площадь бассейна и генетические типы пород, участвующих в его выполнении.

Гораздо более обоснованным является метод оценки генетического потенциала, разработанный одним из авторов настоящей статьи и названный объемно-генетическим методом оценки прогнозных запасов. Сущность этого метода описана в ряде публикаций [Акрамходжаев, 1973а, б и др.], здесь же подчеркнем лишь одну его особенность. Она состоит в выводе решения на основе специально подобранного каменного материала, характеризующего все петрогенетические типы пород осадочного разреза и исследуемого в лаборатории новейшими методами. Главным исходным параметром в расчетах становится содержание в породах остаточного ОВ (после удаления растворителями всех битумов) — керогена и определение с помощью масс-спектрометрического анализа содержания в нем сорбированных УВ — продуктов диагенетического и раннекатагенетического преобразования ОВ и новообразованных УВ мезо- и апокатагенетического этапов литогенеза.

Подобным способом были изучены мезозойские и третичные отложения ряда областей рассматриваемой территории. Результаты анализа показывают, что в Ферганской впадине высококачественные материнские породы содержатся в палеогеновых отложениях, среднекачественные — в юрских и низкокачественные — в меловых отложениях, а в Сухандарьинской впадине высококачественные нефтегазоматеринские породы распространены и в палеогеновых, и в нижнемеловых, и в юрских отложениях. К сожалению, аналогичная информация по впадинам Северной Киргизии отсутствует, но, поскольку развитые там мезозойские и палеогеновые отложения петрогенетически и фациально являются аналогами неогеновых отложений Ферганы, трудно предполагать, что в этих впадинах распространены даже низкокачественные нефте- или газоматеринские породы. Таким образом, анализируя генетические предпосылки нефтегазоносности депрессионных структур в подвижном поясе на востоке Средней Азии, необходимо подчеркнуть взаимосвязь и взаимозависимость между предло-

женным их разделением на два типа (по признаку строения среднего этажа разреза осадочного чехла) и фактической и ожидаемой нефтегазоносностью, стратиграфическим диапазоном продуктивности и суммой потенциальных ресурсов, прямо пропорциональных степени насыщенности разреза среднего этажа породами морского генезиса и угленосными фациями. Эта закономерность носит региональный характер для Средней Азии. Однако ее нельзя отнести к закономерностям глобального типа. Она не проявляется в областях исключительно континентального осадконакопления, для которых характерны большие площади бассейнов и значительный объем осадочного выполнения (сотни тысяч квадратных километров). Кроме того, разрез здесь сложен преимущественно породами, обогащенными гумусовым ОВ.

Итак, в подвижном поясе на востоке Средней Азии особое место принадлежит Ферганской, Чуйской и Афгано-Таджикской впадинам. Только их и можно рассматривать в качестве структур, ставших местом концентрации объемов УВ различного фазового состава.

Конечно, представление о слабой перспективности впадин Северного Тянь-Шаня нельзя считать окончательно доказанным. Поэтому следует продолжать исследования в этих регионах.

Совсем иными представляются задачи исследовательских и поисково-разведочных работ в Ферганской и Афгано-Таджикской впадинах. Обе впадины относятся к числу регионов с установленной промышленной нефтегазоносностью. Однако они различаются по степени изученности бурением, по стратиграфическому диапазону продуктивности, по объему потенциальных ресурсов и по очередным задачам поисково-разведочных работ. Последнее заставляет рассматривать отдельно текущие и перспективные задачи нефтегазопоисковых работ в их пределах.

Ферганская межгорная впадина. Абсолютное большинство месторождений Ферганского бассейна располагается в его краевых частях, при наибольшей плотности на южном борту, средней — в пределах восточного и наименьшей плотности на северном борту. При общей площади бассейна 22 736 км² на долю южного борта приходится 4876 км², восточного — 2580 км² и северного — 5689 км²; почти 10 тыс. км² занимает центральный грабен, изученность которого ниже, чем северного борта впадины.

Плотность размещения структурных ловушек наибольшая на южном борту бассейна, причем абсолютное большинство из них разбурено и вероятность выявления новых ловушек минимальна. Вместе с тем здесь, как выяснил В.П. Алексеев, на флангах и периклиналях месторождений, а также оказавшихся пустыми ловушек можно выделить около 70 участков, перспективных на открытие литологически и тектонически экранированных залежей. Эти участки, несомненно, надо рассматривать как резерв для поисковых работ. Большинство таких участков располагается на флангах поднятий. Как раз такого типа структурно-литологические ловушки, по данным А.М. Акрамходжаева, И.А. Симоненко, В.П. Алексеева, и составляют перспективный фонд не только на южном, но также на восточном и северном бортах Ферганской впадины.

Думается, что проблема прироста запасов может быть положительно решена не только за счет упоминавшихся ловушек, но и за счет открытия залежей, располагающихся в пределах центрального грабена. Эта зна-

чительная по площади территория изучена совершенно недостаточно. Вместе с тем четыре важных параметра, характеризующие ее геологическое строение и перспективы нефтегазоносности, установлены вполне достоверно. Во-первых, очевидно, что регионально продуктивные на флангах бассейна палеогеновые отложения в центральном грабене образуют сплошной покров. Во-вторых, эти отложения залегают здесь на глубинах от 4,5 до 6 км. В-третьих, их продуктивность уже подтверждена на площадях Ниязбек-Каракчикум и Ачису. Наконец, в-четвертых, нет никаких оснований сомневаться в существовании на территории центрального грабена большого числа структурных ловушек. Подобная долгосрочная ориентация поисковых работ, в свою очередь, выдвигает следующие проблемные задачи, от успешного решения которых зависит эффективность этих работ. Необходимо: 1) отработать методику картирования глубокозалегающих палеогеновых продуктивных слоев через мощную толщу неоген-антропогеновых отложений, характеризующихся чрезвычайно выраженной неоднородностью петрологического состава; 2) отработать эффективную методику проводки и опробования сверхглубоких скважин; 3) обосновать геологические критерии для выбора из общего фонда перспективных ловушек, наиболее благоприятных для открытия залежей, с тем чтобы свести до минимума непроизводительные затраты.

Афгано-Таджикская впадина. Главное отличие Афгано-Таджикской впадины определяется тремя следующими показателями. Во-первых, здесь следует предположить существование двух или даже трех базисных поисковых объектов, а именно палеогеновых, верхнеюрских и нижнемеловых отложений. Хотя в настоящее время большинство выявленных залежей связано с палеогеновыми отложениями, с большим основанием можно считать, что потенциал нефтегазовой продуктивности мезозойских и, в частности, верхнеюрских отложений окажется значительно более высоким и что будущее нефтяной и газовой промышленности региона в первую очередь следует связывать с мезозойским комплексом. Во-вторых, на абсолютном большинстве выявленных и перспективных ловушек глубина залегания двух нижних базисных поисковых объектов значительна — от 3 до 5 км. В-третьих, для региона характерна линейность в расположении структур и нарушенность их разломами, по плоскостям которых в контурах ловушек фиксируются вертикальные и латеральные смещения одновозрастных слоев на величину, превышающую альтитуду и ширину ловушек. В результате многие из них осложнены надвигами, которые замаскированы относительно простыми по строению дислокациями по орогенному комплексу. Таким образом, характернейшей особенностью следует считать крайне сложное строение ловушек. Именно эти обстоятельства и определяют основные проблемы нефтегазовой геологии региона: 1) разработку методов картирования ловушек на базисных поисковых объектах, обеспечивающие получение достоверной информации не только по общей конфигурации ловушек, но также по строению поднадвигового и надвигового этажей; 2) обеспечение оптимальных схем проводки глубоких и сверхглубоких скважин в условиях аномально высоких давлений и катастрофических поглощений.

В заключение остановимся еще на одном частном вопросе по данному региону. По традиции при текущем и долгосрочном планировании перс-

пективными на открытие новых месторождений считаются депрессионные структуры. Так, в Сурхандарьинской, Вахшской и Кулябской мегасинклиналях уже открыты месторождения. Разделяющим их мегасинклиналям в перспективном планировании уделяется незаслуженно мало внимания. Имеются даже предложения рассматривать их фланги в качестве зон, перспективных на открытие различных экранированных залежей. Между тем эти структуры сформировались лишь на орогенном этапе развития, и, следовательно, строение среднего этажа здесь совершенно такое же, как и в соседних депрессионных зонах, и, учитывая их более контрастную структурную расчлененность, здесь с неменьшим основанием можно рассчитывать на открытие залежей углеводородов в мезозойских толщах. Такие структуры, как Кафирниганская и Обигармская мегантиклинали, являются аналогами мегантиклинали Юго-Западного Гиссара, отличаясь от нее лишь меньшей глубиной раскрытости, а это только повышает перспективы их нефтегазоносности.

Таковы, на наш взгляд, основные проблемы нефтегазоносности крупных геоструктурных элементов подвижного пояса востока Средней Азии.

ЛИТЕРАТУРА

Акрамходжаев А.М. Главная фаза газообразования. — Узб. геол. журн., 1973а, № 5, с. 3–9.

Акрамходжаев А.М. Органическое вещество — основной источник нефти и газа. Ташкент: Фан, 1973б. 204 с.

УДК [550.4. 553.981]. 2 (479.24)

А.А. Али-Заде

ФАЦИАЛЬНО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРОДУКТИВНОЙ И КРАСНОЦВЕТНОЙ ТОЛЩ АЗЕРБАЙДЖАНА И ТУРКМЕНИИ

На начальном этапе поисков и разведки нефтегазовых месторождений фациально-геохимические условия накопления нефтегазопроизводящих свит не всегда учитывались, в связи с чем на ряде площадей в Азербайджане, Грузии и Западной Туркмении бурение скважин положительных результатов не давало.

Основанием для вовлечения в разведку глубоким бурением площадей считалось наличие антиклинальных складок, сложенных отложениями продуктивной и красноцветной толщ с выходами нефти и газа. Казалось, что этих фактов было достаточно, чтобы подобные площади вовлекались в глубокую разведку. Именно таким путем в период 1870–1905 гг. были вовлечены в разведку разные площади в Азербайджане и Туркмении, где были открыты залежи нефти. Причиной удачи в открытии этих месторождений послужило благоприятное сочетание геолого-геохимических условий накопления отложений продуктивной и красноцветной толщ и

тектонической характеристики залегания нефтеносных пластов, о существовании которых тогда, естественно, никто не имел представления.

В последующем в течение ряда лет глубоким разведочным бурением были охвачены среднеплиоценовые отложения Азербайджана и Туркмении, а также ряд площадей в Восточной Грузии. Несмотря на то что на всех этих площадях было пробурено большое количество глубоких разведочных скважин, положительные результаты получены не были. Отложения среднего плиоцена на указанных площадях представлены глинистыми разностями с маломощными плохопроницаемыми коллекторами или же грубообломочными породами, которые формировались в основном в окислительных геохимических условиях.

При бурении и опробовании скважин на ряде складок отмечались кратковременные проявления нефти и газа, однако промышленных притоков получить так и не удавалось. Следовательно, без глубокого анализа фациально-геохимических аспектов накопления осадков невозможно правильно оценить перспективность тех или иных районов и площадей.

Среднеплиоценовые отложения широко развиты в прикаспийских областях и представлены исключительно терригенными осадками – от грубообломочных до глинистых разностей включительно (рис. 1); редко встречаются прослой и линзы хемогенных осадков. Как фациальный состав, так и мощности отложений отличаются большой изменчивостью.

Выделяются следующие типы разрезов среднеплиоценовых осадков: кинельский в Поволжье мощностью 100–239 м, ергенинский в Калмыцко-Сальских степях мощностью 20 м, терский в низменных районах Северного Дагестана и Грозненской области мощностью 200–300 м, грузинский – ширакская свита мощностью до 2000 м, туркменский (красноцветная толща) мощностью до 3500 м и азербайджанский (продуктивная толща) мощностью до 4000 м.

В процессе развития менялись геотектонические и геохимические обстановки накопления среднеплиоценовых отложений. Эти изменения характеризуются определенной направленностью. Так, содержание органического углерода и битумоидов увеличивается в районах, где господствовали восстановительные геохимические условия (рис. 2). Длительное прогибание с непрерывным накоплением мощной толщи глинисто-песчаных образований обеспечивало захоронение и консервацию исходного органического материала в диагенезе, а также дальнейшее преобразование его в газообразные и жидкие углеводороды (УВ) в катагенезе. При этом заметим, что Балаханский бассейн был мелководным.

Геохимические исследования, проведенные В.В. Вебером, О.В. Барташевич и нами, показали, что среднеплиоценовые отложения являются нефтегазопроизводящими и что для них характерно присутствие восстановленных битумоидов нефтяного типа: уменьшение $O + N + S$, увеличение содержания УВ и масел [Али-Заде и др., 1975; Вебер, 1978]. В породах восстановленные формы Fe и S преобладают над окисленными.

Зону распространения осадков, накапливавшихся в восстановительных условиях, обрамляет зона преобладания слабовосстановительных и окислительных обстановок, где в локальных и небольших прогибах происходило образование мелких залежей нефти и газа. К таковым в Азербайджане относятся северо-западная часть Апшеронского полуострова

и северо-западная полоса Нижнекуринской депрессии; в Туркмении — восточная часть Западно-Туркменской впадины.

Краевая зона характеризовалась господством окислительных условий, в которых накапливались прибрежные и континентальные, большей частью грубообломочные образования. Несмотря на неблагоприятные в целом предпосылки для нефтегазообразования, здесь в отдельных случаях встречаются вторичные мелкие залежи нефти.

Эти древние геохимические зоны имели весьма прихотливые очертания, в связи с чем в пределах геохимического ареала с благоприятными восстановительными условиями имеются районы, которые вряд ли можно отнести к перспективным, так как в разрезе продуктивной толщи (во вскрытой верхней части) преобладают глинистые отложения.

В этой связи следует еще раз вспомнить слова И.М. Губкина о том, что литологические особенности пород играют наряду с тектоникой огромную роль при формировании нефтяных месторождений. Он указал, что даже толщи, имеющие нефтематеринский потенциал, но лишённые коллекторов, нельзя рассматривать как перспективные. Он писал, что, будь среди этих глин хорошие коллекторы, мы имели бы месторождения с большими запасами нефти [Губкин, 1975].

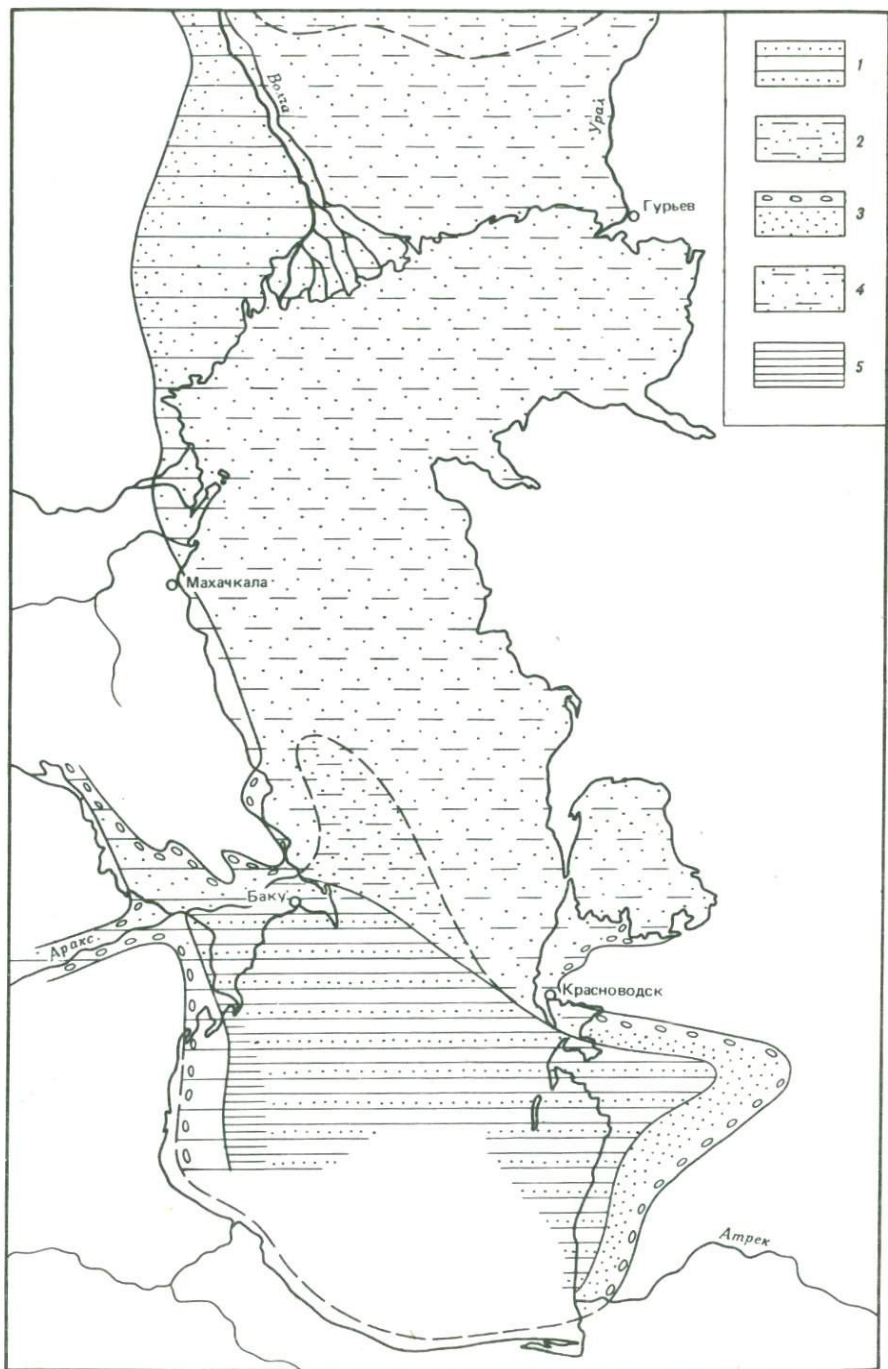
Выше мы отмечали, что фациально-геохимические критерии должны анализироваться лишь на реальной геотектонической основе развития бассейна седиментации. Тектоническим процессам принадлежала решающая роль и при формировании собственно нефтегазовых залежей. И.М. Губкин [1975] справедливо отмечал, что нам неизвестны месторождения, которые были бы приурочены к областям, совершенно не затронутым тектоникой. Поэтому при оценке перспектив нефтегазоносности, помимо фациально-геохимических критериев, нужно учитывать и тектоническое положение площадей, которые рекомендуются к глубокой разведке.

Дело в том, что на ряде площадей Восточного Азербайджана и Западной Туркмении отмечается несовпадение структурного положения верхнего и среднего плиоцена, выраженное в смещении сводов складок в ту или иную сторону. Кроме того, складки имеют явно выраженное диапировое или криптодиапировое строение.

Перспективы нефтегазоносности продуктивной толщи Азербайджана связаны с освоением нижних горизонтов разреза в Нижнекуринской депрессии, а Туркмении — с исследованием юго-западной части. В Прибалханской зоне основные перспективы связаны с отложениями нижнего отдела красноцветной толщи, так как в верхнем отделе залежи уже разведаны и разрабатываются. При этом к востоку от Кумдага гидрохимические условия в отложениях верхнего и нижнего отделов красноцветной толщи были явно неблагоприятными, хотя в разрезе красноцветной толщи много песчаных пластов, могущих служить коллекторами для нефтегазовых залежей. Поиски нефтегазовых залежей должны быть сосредоточены на поднятиях в западной части зоны.

Рис. 1. Карта литофаций балаханского яруса среднего плиоцена

Фации: 1 — глинисто-песчаная нефтегазоносная, 2 — предполагаемая глинисто-песчаная нефтегазоносная, 3 — конгломератовая глинисто-песчаная бесперспективная, 4 — предполагаемая песчано-глинистая бесперспективная, 5 — в основном глинистая



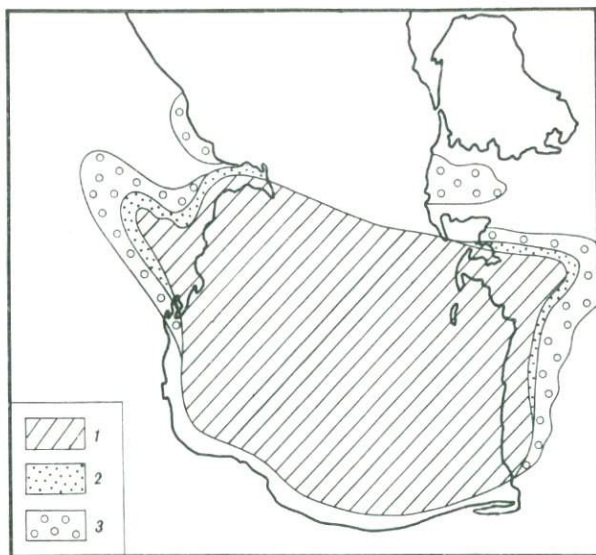


Рис. 2. Карта геохимических условий накопления среднеплиоценовых отложений
Геохимические условия: 1 – восстановительные, 2 – слабовосстановительные с переходом в окислительные, 3 – окислительные

В Горгандаг-Чикишлярской зоне нефтегазонакопления дальнейшие перспективы связаны с нижнекрасноцветными отложениями. В южной полосе этой зоны верхнекрасноцветные отложения накапливались в благоприятных геохимических условиях, однако здесь отсутствуют достаточно мощные коллекторские горизонты. В сравнительно выгодном положении находится северная часть зоны, где можно рассчитывать на хорошее нефтегазонасыщение всего разреза красноцветной толщи.

Работу научно-исследовательских и производственных организаций необходимо комплексировать, чтобы успешно решить задачи дальнейшего освоения нефтегазовых ресурсов Azerbaijan и Туркмении.

ЛИТЕРАТУРА

- Али-Заде А.А., Ахмедов Г.А., Алиев Г.М.А. и др. Оценка нефтегазопроизводящих свойств мезо-кайнозойских отложений Azerbaijan. Баку: Элм, 1975, с. 93–94.
- Али-Заде А.А., Ахмедов Г.А., Ахмедов А.М. и др. Геология нефтяных и газовых месторождений Azerbaijan. М.: Недра, 1966. 120 с.
- Вебер В.В. Диагенетическая стадия образования нефти и газа. М.: Недра, 1978. 143 с.
- Губкин И.М. Учение о нефти. М.: Недра, 1975. 349 с.

ГЕНЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ПРОДУКТИВНОСТИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА КРАСНОЦВЕТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ЗАПАДНОГО ТУРКМЕНИСТАНА

До сих пор вопросы формирования залежей нефти и газа в красноцветном (средний плиоцен) комплексе Юго-Западного Туркменистана не получили в научной литературе достаточно полного освещения. Одни исследователи допускают сингенетичность углеводородных (УВ) скоплений вмещающим отложениям, другие считают указанные залежи следствием вне-резервуарной вертикальной миграции из более древних слоев (миоцен, палеоген, мел, юра?).

Такая противоречивость суждений обусловлена, на наш взгляд, своеобразием геолого-геохимических условий. С одной стороны, для данного региона характерны малые значения геотермического градиента (1,6–2,0°/100 м), молодой возраст отложений нефтегазоносного комплекса (около 10 млн. лет), невысокие содержания органического вещества (ОВ) – концентрации ОВ в глинисто-алевроитовых разностях пород составляют 0,1–0,3%, а в начале диагенеза – 0,3–0,8% (расчет на $C_{нк}$). С другой стороны, следует отметить значительную долю алиновой компоненты в балансе ОВ ($F_0 \geq 0,9$) и высокие темпы накопления отложений (100–700 м/млн лет), что могло обеспечить быстрое попадание потенциально нефтематеринских толщ в условия главной фазы нефтеобразования (ГФН).

Результаты геохимических исследований ОВ среднеплиоценовых глин Юго-Западного Туркменистана позволяют отнести указанные отложения к нефтепроизводящим (НПЩ). Причем они достигли ГФН ($t > 70^\circ\text{C}$) еще в апшеронский век. В процессе работы по полученным материалам были построены для данной территории карты залегания кровли главной зоны нефтеобразования (ГЗН) и определен объем НПЩ – пород среднеплиоценового возраста, находящихся в ГЗН. Развитие очага нефтеобразования в среднеплиоценовом комплексе рассмотрено в ретроспективном плане – на конец апшеронского и антропогенного этапов.

До настоящего времени наиболее слабым звеном в теории осадочно-миграционного процесса образования нефти еще остаются вопросы первичной миграции микронепфти, ее эмиграции и выделения в свободную фазу в коллекторе. На примере среднеплиоценового комплекса нами были рассмотрены возможные механизмы транспортировки УВ из нефтегазосборной площади в ловушку (особое внимание обращалось на возможность переноса микронепфти в газорастворенном состоянии и в водной фазе в виде истинного и коллоидного растворов, тонкодисперсной эмульсии, в капельно-жидкой форме) с количественной оценкой вероятных масштабов выноса. Данные расчеты проведены дифференцированно для нижне- и верхнекрасноцветных образований в пределах указанного региона.

Водорастворенный механизм миграции жидких УВ. Массоперенос УВ в виде молекулярного раствора. Вопросам пере-

носа микроневфты в истиннорастворенном состоянии в воде посвящены многочисленные исследования советских и зарубежных ученых [Двали, 1959, 1967; Сергеевич, 1972, 1982; Сергеевич, Сафронова, 1979; Baker, 1959; Price, 1976, 1980], в которых показаны существенные различия в растворяющей способности подземных вод по отношению к различным группам УВ-соединений. Для оценки вероятных масштабов выноса УВ из НПС-пород при определенных термобарических условиях в виде молекулярного раствора с последующим их выделением в свободную фазу в коллекторе (при нарушении фазового равновесия систем УВ-флюид — вода) нами была использована номограмма растворимости УВ в воде в зависимости от пластовых температур, составленная Л. Прайсом [Price, 1980], и было доказано, что лишь около 1% запасов УВ изучаемой площади могло быть обеспечено путем переноса микроневфты в истиннорастворенном состоянии.

Массоперенос УВ в виде коллоидного раствора и тонкодисперсных эмульсий. В работах многих исследователей [Двали, 1959, 1967; Cordell, 1973; Сергеевич, 1972, 1982; Сергеевич, Сафронова, 1979; Baker, 1959; и др.] развиваются представления о возможности транспортировки УВ в виде коллоидных растворов и тонкодисперсных эмульсий. Так, по данным М.Ф. Двали [1967], коллоидная растворимость УВ в 100–1000 раз превышает их молекулярную растворимость в воде. Вместе с тем оценка масштабов такого перемещения микроневфты довольно сложна.

Для образования коллоидных растворов и тонкодисперсных эмульсий требуется наличие в водах поверхностно-активных веществ (мыла жирных и нафтеновых кислот, спирты, кетоны и др.) в концентрациях, превышающих критическую концентрацию мицеллообразования — 100–1000 мг/л [Сергеевич, 1972; Сергеевич, Сафронова, 1979]. Более того, способность коллоидных растворов к разрушению с увеличением температуры и степени минерализации подземных вод ограничивает область их распространения глубинами до 3 км [Cordell, 1973].

В составе водорастворенного ОВ, находящегося в красноцветном водоносном комплексе Юго-Западного Туркменистана, фиксируется невысокая концентрация нафтеновых (10–16 мг/л) и жирных (0–150 мг/л) кислот. К тому же установленное нами положение кровли ГЗН на конец апшеронского и антропогенного этапов отвечает соответственно глубинам 3,3 и 2,6 км, что близко к граничным условиям существования коллоидных растворов. Все это показывает, что нет оснований рассчитывать на заметный вклад переноса микроневфты в коллоидном состоянии или в форме тонкодисперсных эмульсий в накопление УВ.

Наконец, массоперенос УВ в капельно-жидкой форме (струйная миграция) из нефтегазосборной площади также невелик. Как показали проведенные для данного региона расчеты, доля эмигрировавших УВ в балансе системы УВ-флюид — вода составляет лишь 0,1–0,6%, т.е. значительно меньше 23%, и согласно принципу фазовой проницаемости при данном соотношении флюидов по коллектору будет перемещаться преимущественно вода.

В этой связи представляют интерес расчеты, проведенные А.М. Акрамходжаевым совместно с В.А. Кудряковым, которые показали, что мини-

мальное содержание ОВ, могущее обеспечивать генерацию УВ в количестве, достаточном для струйной эмиграции из НПСЦ-пород в коллектор (данные по газообразным УВ, фазовая проницаемость для газа 10%), должно составлять не менее 2% до среднего этапа мезокаатагенеза и 0,8–1,2% на последующих этапах. Несомненно, что для струйной эмиграции УВ исходные концентрации ОВ должны быть еще большими. Однако, как было отмечено выше, для исследуемого объекта содержание ОВ (расчет на $C_{нк}$) в глинисто-алевритовых породах на грациях МК₁–МК₂ составляет всего 0,1–0,3%.

Из этого следует, что даже если с помощью рассмотренных выше механизмов перемещение УВ в водной среде осуществлялось в пределах объекта исследований, то их вклад в формирование залежей при данном термобарическом режиме ограничивался лишь первыми процентами от разведанных здесь запасов.

Газорастворимый механизм миграции УВ. Массоперенос УВ из красноцветных отложений изученного региона в газовой фазе, согласно нашим данным, невелик.

Согласно экспериментальным работам Т.П. Жузе [1974], для растворения 1 т нефти в газе при температурах 70–100°C и давлении 400 атм (термобарические условия, характерные для данного региона) требуется 8–11 тыс. м³ газа. Следует отметить, что вывод о дефиците газа для растворения жидких УВ в Юго-Западном Туркменистане был сделан ранее В.С. Чемодановым [Чемоданов, Максимов, 1959], который считал невозможной миграцию всей нефти Южно-Каспийской впадины в составе газовой фазы. Лишь достижение в апшеронском веке красноцветными отложениями условий ГФН в пределах самой ловушки смогло обеспечить аккумуляцию имеющихся залежей жидких УВ ($K_{эм}$ принят равным 23%).

Эти данные показывают, что лишь третья часть ресурсов УВ, находящихся в среднеплиоценовых отложениях района, могла быть сформирована за счет реализации собственного нефтегенерационного потенциала вмещающего комплекса. Полученные результаты могут свидетельствовать о том, что возможность широкой эмиграции микронепти в них при данных термобарических условиях была существенно ограничена и происходила лишь в пределах локальных структур.

ЛИТЕРАТУРА

Деали М.Ф. Возможные факторы и процессы первичной миграции нефти. – Тр. ВНИГРИ, 1959, вып. 132, с. 203–241.

Деали М.Ф. Возможные процессы, геологические условия и время первичной миграции. – В кн.: Тез. докл. IV симпоз. "Генезис нефти". М., 1967, с. 364–381.

Жузе Т.П. Сжатые газы как растворители. М.: Наука, 1974. 110 с.

Калинко М.К., Четверикова О.П. О методах определения количества углеводородов, выделенных нефтематеринскими породами. – Тр. ВНИГНИ, 1976; вып. 196, с. 98–110.

Корчагина Ю.И., Киреева Л.Н. Роль летучих продуктов карбонизации органического вещества пород в первичной миграции. – В кн.: Тез. докл. семинара "Происхождение и миграция нефти". Львов, 1981, с. 145–146.

Сафронова Т.П. Влияние процессов миграции на формирование состава нефтей в залежах (обзор). – В кн.: Геохимические закономерности миграции углеводородных систем и их фазовое поведение. М.: Наука, 1982, с. 3–17.

Сергеевич В.И. О возможности переноса углеводородов из материнских пород в коллектор с водой, содержащей поверхностно-активные вещества. — В кн.: Миграция нефти и газа и газожидкостное равновесие в газонефтяных системах при высоких давлениях. М.: Наука, 1972, с. 83–92.

Сергеевич В.И. К вопросу о первичной миграции углеводородов в водной фазе. — В кн.: Геохимические закономерности миграции углеводородных систем и их фазовое поведение. М.: Наука, 1982, с. 32–35.

Сергеевич В.И., Сафонова Т.П. О возможности миграции нефти в тонкодисперсном состоянии. — Геология нефти и газа. 1979, № 4, с. 45–49.

Чемоданов В.С., Максимов С.П. Формирование залежей нефти и газа в пределах Кумдагской зоны поднятий. — Геология нефти и газа, 1959, № 6, с. 23–29.

Baker E.C. Origin and migration of oil. — Science, 1959, vol. 129 (3353), p. 871–874.

Brav E.E., Foster W.R. A process for primary migration of petroleum. — Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1980, vol. 64, p. 758–762.

Cordell R.J. Colloidal soap as primary migration medium for hydrocarbons. — AAPG Bull., 1973, vol. 57, p. 1618–1643.

Price L.G. Aqueous solubility of petroleum as appelled to its origin and early migration. — AAPG Bull., 1976, vol. 60, p. 213–214.

Price L.G. Utilization and documentation of vertical oil migration in deep basins. — J. Petrol. Geol., 1980, vol. 2, N 4, p. 353–387.

УДК 551:243.31

Б.П. Назаревич, И.А. Назаревич, А.Н. Стафеев

ИСТОРИЯ СТАДИАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНОГО И ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ И ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Реконструкция стадийного состояния нефтегазогенерирующих и нефтегазосодержащих толщ на разных этапах их геологической истории, являясь одним из составных элементов историко-генетического геолого-геохимического анализа, позволяет повысить достоверность оценки перспектив нефтегазоносности региона. Применительно к Скифской плите в пределах территории Центрального и Восточного Предкавказья эта задача сводится к воссозданию истории стадийного развития основных нефтепроизводящих толщ, к числу которых относятся: 1) ниже-среднетриасовая нефтегазоматеринская (НГМ) толща, включающая темно-серые и черные известковые аргиллиты и глинистые известняки кулайской и дьямяновской свит (нижний триас) и сероцветную алевролитово-аргиллитово-известняковую кизлярскую свиту (средний триас); 2) ниже-среднеюрская НГМ-толща, представленная ритмично чередующимися песчаниково-алевролитовыми и аргиллитовыми пачками; 3) алт-альбская НГМ-толща, состоящая из песчаников, алевролитов и аргиллитов, соотношение которых в разрезе подвержено существенным колебаниям в разных частях территории; 4) палеогеновая НГМ-толща, в состав которой входят известняково-мергельные отложения палеоцен-эоцена и глинистая майкопская серия.

В одной из предыдущих работ нами уже рассматривалась история нефтегенеза в мезозойских отложениях для одного из структурных элементов Восточного Предкавказья — Восточно-Манычского прогиба [Назаревич и

др., 1978]. Было показано, что формирование скоплений нефти и газа в мезозойских отложениях Восточно-Маньчжурского прогиба определяется, помимо времени образования ловушек различных структурно-генетических типов, временем подключения той или иной НГМ-толщи к образованию миграционного потока углеводородов (УВ). Так, с конца юры — начала раннего мела и вплоть до конца эоцена единственным источником миграционноспособных УВ служила ниже-среднетриасовая НГМ-толща. В майкопское время к формированию миграционного потока подключилась ниже-среднеюрская НГМ-толща, при этом она служила источником только жидких УВ, тогда как к концу майкопа нижнесреднетриасовая НГМ-толща поставляла уже в основном газообразные УВ. В послемайкопское время началось (и нарастает до настоящего времени) эмиграция УВ из апт-альбских НГМ-пород, происходившая на фоне постепенного затухания потока жидких УВ из ниже-среднеюрской НГМ-толщи и продолжавшегося поступления газообразных УВ из ниже-среднетриасовой НГМ-толщи. Майкопские же отложения, находящиеся на значительных глубинах, т.е. в достаточно жестких термических условиях, продолжают оставаться лишь потенциально НГМ-толщей.

В той же работе и в более поздней публикации [Назаревич и др., 1979] на примере осадочно-породного бассейна (ОПБ) Восточного Предкавказья была показана возможность расчета степени катагенеза по методу суммарного импульса тепла (СИТ) Н.В. Лопатина [Лопатин, 1976] и предложена шкала градаций катагенеза (по величине СИТ), отличающаяся от аналогичной шкалы Н.В. Лопатина сдвигом в сторону понижения на одну градацию катагенеза.

Этот метод, позволяющий определять степень катагенеза лишь по данным о стратиграфическом расчленении разреза и о температуре недр вне зависимости от характера и особенностей строения слагающих данный разрез пород и от наличия или отсутствия в них угольных включений, открывает возможность широкого проведения стадийного анализа любых интересующих нас толщ самого разнообразного состава и любой фациально-генетической природы. Не менее важно и то, что метод СИТ в отличие от методов прямого определения уровня катагенеза пород в их современном состоянии позволяет определить степень катагенетического преобразования пород, достигнутую ими к тому или иному временному рубежу, т.е. он может служить инструментом реконструкции былых стадийных состояний изучаемых толщ. В связи с этим представлялось целесообразным и методически оправданным подойти к воссозданию истории стадийного развития основных нефтегазопроизводящих толщ Центрального и Восточного Предкавказья именно с помощью данного метода.

Новая шкала градаций катагенеза для ОПБ Восточного Предкавказья была получена путем сопоставления значений отражательной способности (ОС) витринита в единицах R^0 и величин СИТ, рассчитанных для тех образцов, в которых были найдены угольные включения и определена ОС витринита. При построении кривой зависимости между величинами СИТ и R^0 была установлена тесная корреляционная связь этих величин с коэффициентом корреляции $r = 0,96$. Однако необходимо учитывать, что преобладающее большинство определений ОС витринита было выполнено только для ниже-среднеюрских отложений, и притом лишь для одной структурной

зоны Восточного Предкавказья – Восточно-Маньчжунского прогиба, а также то, что соответствие значений СИТ и R^0 было установлено в достаточно узком интервале градаций катагенеза (конец МК₁ – начало МК₄). Возникла необходимость дальнейшей апробации расчетного метода СИТ на более широком фактическом материале.

С этой целью было выполнено сопоставление результатов оценки степени катагенеза седиментных мезозойских отложений Восточного Предкавказья с помощью комплекса аналитических и расчетных методов [Назаревич и др., 1982]. Использование наряду со старым традиционным методом определения ОС витринита разработанной В.И. Ручновым [1976; Ручнов и др., 1978] методики определения степени катагенеза по величине абсорбции спорополленина ($A, S, \%$) позволило получить данные по абсорбции микрофитофоссилий, характеризующие более широкий стратиграфический интервал отложений (от низов палеогена до нижнего триаса), а следовательно, и больший диапазон катагенетических преобразований. Одним из итогов этой работы был вывод о совпадении по глубине залегания и по мощности зон, намечаемых по результатам определения величины светопоглощения микрофитофоссилий, по величине ОС витринита и по расчету значений СИТ и отвечающих градациям катагенеза от МК₁ до МК₄. Наряду с этим было выявлено расхождение результатов двух методов для основания изученного разреза, где уровень катагенеза по величине абсорбции спорополленина отвечает МК₄, а по величине СИТ – МК₅ или даже верхам АК₁.

В дальнейшем по мере расширения возрастного диапазона исследованных отложений и получения материалов по другим структурным зонам Восточного и по Центральному Предкавказью были выявлены и другие случаи расхождения прямого определения степени катагенеза (по $R^0, AS, \%$) и с помощью расчетных методов. В частности, для ряда районов Ставропольского свода и погребенного кряжа Карпинского отмечено соответствие прямых определений значениям СИТ по шкале Н.В. Лопатина. Не останавливаясь здесь на причинах отмеченных расхождений (что должно явиться предметом специального исследования), отметим лишь, что эти расхождения не исключают возможности использования расчетного метода СИТ для проведения стадийного анализа интересующих нас НГМ-толщ, но заставляют постоянно контролировать расчеты величины СИТ данными прямыми определениями степени катагенеза и при необходимости вводить соответствующие поправки.

Такой контроль в полной мере может быть осуществлен лишь для одной из вышеперечисленных толщ Центрального и Восточного Предкавказья – ниже-среднеюрской, что связано с характером распределения по разрезу одного из компонентов рассеянного органического вещества – тонкораспыленного растительного детрита. Он систематически обнаруживается в породах ниже-среднеюрского комплекса, эпизодически отмечается в апт-альбских отложениях и практически не встречается в триасовых и майкопских породах. Но ограниченное развитие ниже-среднеюрских отложений (область их сплошного распространения охватывает лишь часть Прикумско-Тюленевского вала, Восточно-Маньчжунский прогиб и погребенный кряж Карпинского) делает эту толщу объектом, мало пригодным для рассмотрения истории нефтегазообразования в пределах Центрального и Восточного Предкавказья.

Последнему требованию в наибольшей степени отвечает апт-альбская НГМ-толща — первый в разрезе страгиграфический комплекс, пользующийся сплошным распространением в пределах всей Скифской плиты, а на значительной части Центрального Предкавказья служащий основанием платформенного чехла. Хотя эта толща в гораздо меньшей степени по сравнению с ниже-среднеюрскими отложениями охарактеризована определениями ОС витринита, ее положение в разрезе (она непосредственно залегает на значительной площади на ниже-среднеюрских образованиях либо же отделена от них маломощным верхнеюрским комплексом) в существенной мере облегчает контроль расчета степени катагенеза по величине СИТ. Громадный диапазон глубин залегания апт-альбских отложений (от 0,5–1 до 4,5–5 км) обуславливает нахождение их в самых разнообразных термобарических условиях: современные температуры изменяются от 50 до 165°С, а пластовые давления увеличиваются от 50 до 600 атм.

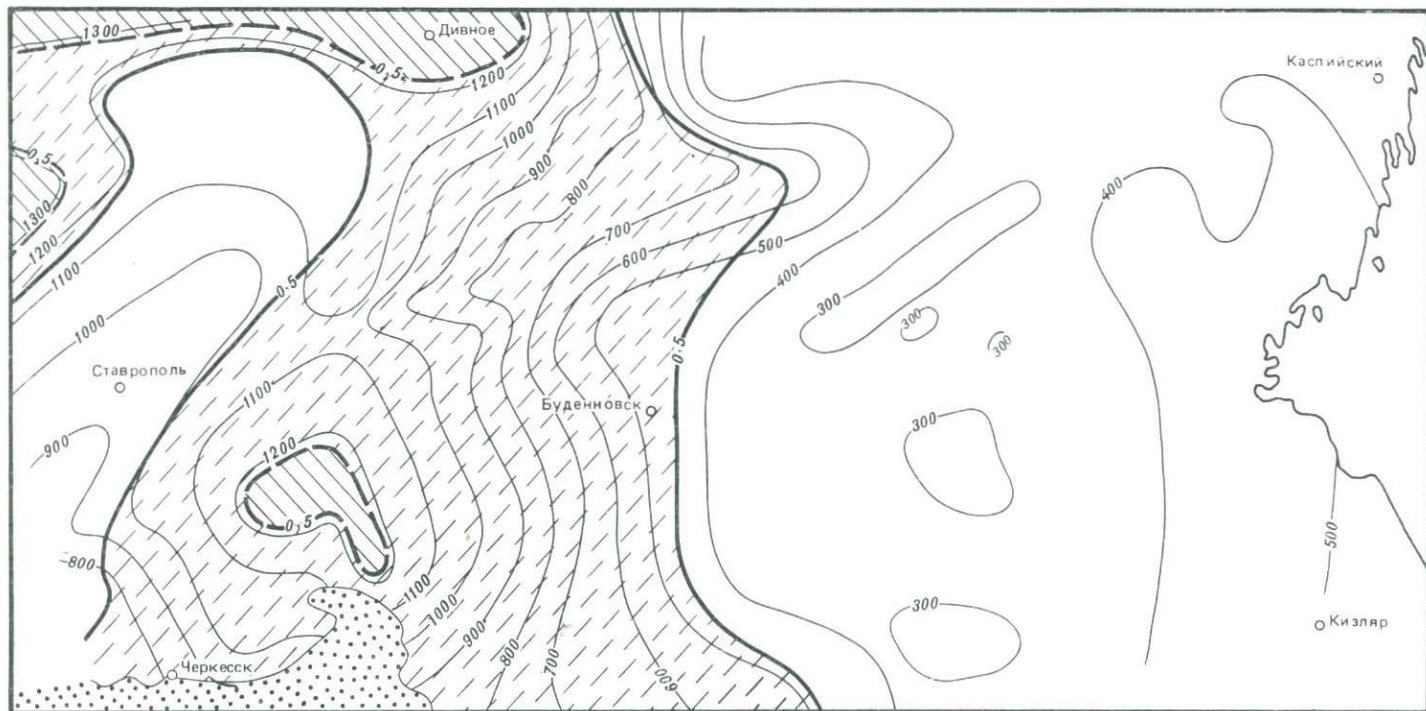
Замеренные значения ОС витринита из апт-альбских пород колеблются от 0,61% (Советская площадь) до 1,2% (Сельская площадь). Эти данные указывают на то, что уровень катагенеза апт-альбских пород колеблется в интервале МК₁–МК₄, а именно для этого интервала, как уже отмечалось, установлена наибольшая сходимости прямых и расчетных определений степени катагенеза.

Ниже-среднетриасовая и майкопская НГМ-толщи являются малоудобными объектами для проведения стадийного анализа. Первая из них еще в большей степени, чем ниже-среднеюрская, пользуется ограниченным распространением в пределах рассматриваемой территории. Более существенно то обстоятельство, что ниже- и среднетриасовые породы достигли достаточно высокого уровня катагенетической измененности (МК₃–МК₄ и выше). А это как раз тот уровень, для которого установлены существенные расхождения между прямыми и расчетными определениями степени катагенеза. Крайне малое количество прямых определений катагенетической измененности ниже-среднетриасовых отложений исключает, по существу, возможность контроля расчетных методов и делает последние сугубо ориентировочными и малодостоверными.

Майкопская же толща хотя и распространена на всей территории Центрального и Восточного Предкавказья, но также на сегодняшний день не может быть охарактеризована прямыми определениями степени катагенеза слагающих ее пород. Несмотря на залегание в большом интервале глубин и в довольно широком температурном интервале, толща сравнительно мало преобразована. Уровень преобразованности, по-видимому, в подавляющей части ее объема не превышает уровня, отвечающего протокатагенезу.

Таким образом, в качестве первоочередного объекта стадийного анализа, на примере которого можно с наибольшей достоверностью для всей территории Центрального и Восточного Предкавказья проследить историю катагенетических преобразований и их влияние на процессы нефтегазообразования, следует рассматривать изученную нами апт-альбскую НГМ-толщу.

На протяжении длительного времени — в течение позднего мела, палеоцена и эоцена — апт-альбские отложения в пределах большей части террито-



рии Центрального и Восточного Предкавказья претерпели сравнительно небольшое погружение и незначительный прогрев и оставались в силу этого в основном потенциально НГМ-толщей. Лишь на рубеже эоцена и олигоцена, т.е. к началу майкопского времени, в отдельных частях указанной территории погружение и прогрев апт-альбской толщи обеспечили развитие в части ее объема процессов генерации УВ. Таким образом, домайкопское время является как бы предысторией нефтидогенеза в породах апт-альбской НГМ-толщи, в связи с чем рассмотрение стадияльной истории данного стратиграфического комплекса наиболее удобно начать с отмеченного рубежа.

К началу майкопского времени условия залегания и стадияльное состояние апт-альбских отложений характеризовались следующими особенностями (рис. 1). Кровля нижнего мела на большей части Восточного Предкавказья (восточнее меридиана г. Буденновска) занимала наиболее приподнятое положение, располагаясь на глубинах от 300 до 500 м. Столь высокое положение кровли апт-альбского комплекса, даже с учетом значительной его мощности (местами достигавшей 400–500 м), обуславливало нахождение пород всего комплекса в зоне действия температур не свыше 40–50°С и тем самым – чрезвычайно малую их преобразованность, отвечающую в целом подстадии протокатагенеза (ПК).

На остальной части Восточного и в Центральном Предкавказье нижнемеловые отложения к началу майкопа оказались в более погруженном залегании: их кровля, быстро понижаясь к западу от меридиана г. Буденновска с 400–500 до 900–1000 м, в пределах Центрального Предкавказья располагалась в интервале глубин 900–1100 м, а на ограниченных по площади участках – на глубинах более 1200–1300 м. С таким изменением гипсометрического положения нижнемеловой толщи, а следовательно, и с попаданием ее пород в более жесткие термические условия связано заметное нарастание их преобразованности. Но при этом обращает на себя внимание заметная дифференцированность нижнемеловых отложений по уровню катагенетической измененности слагающих их пород, проявляющаяся на фоне мало меняющегося по глубине положения их кровли.

Так, на большей части площади Ставропольского свода и в прилегающей к нему части территории Восточного Предкавказья степень катагенеза пород низов нижнего мела достигла к началу майкопа уровня, отвечающего началу мезокатагенеза (МК) или градации МК₁, тогда как верхние горизонты нижнемелового разреза преобразованы лишь до уровня ПК. В то же время в центральной части Ставропольского свода обособляется полосовидный субмеридиональный участок (с центром в районе г. Ставрополя),

Рис. 1. Стадияльное состояние нижнемеловых отложений Центрального и Восточного Предкавказья к началу майкопского времени

Условные обозначения к рис. 1–3

1 – изогипсы кровли нижнего мела, м; 2, 3 – изореспленды, единицы R^n ; 2 – по кровле нижнего мела, 3 – по подошве нижнего мела; 4, 5 – области: 4 – частичного размыва майкопских отложений, 5 – полного размыва майкопских и частичного размыва палеоцен-эоценовых отложений; 6–10 – зоны различного положения нижнемеловых отложений по отношению к ГЗН: 6 – выше ГЗН, 7 – частичного погружения в ГЗН, 8 – полного погружения в ГЗН, 9 – частичного погружения ниже ГЗН, 10 – полного погружения ниже ГЗН

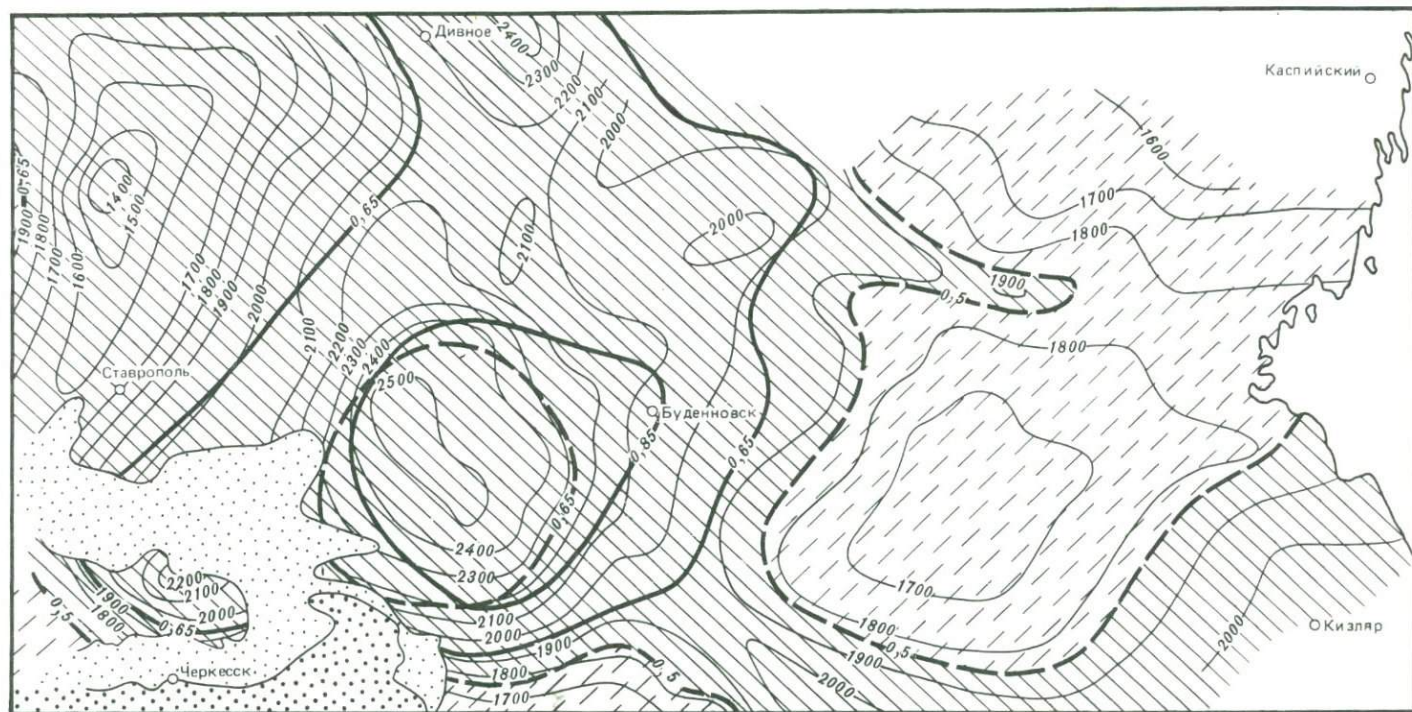


Рис. 2. Стадиальное состояние нижнемеловых отложений Центрального и Восточного Предкавказья к концу майкопского времени

Условные обозначения см. на рис. 1

в пределах которого породы нижнего мела, как и на востоке рассматриваемой территории, остались преобразованными лишь до уровня ПК. Обособление данного участка связано с тем, что здесь нижнемеловые отложения обладают минимальной для всего Ставропольского свода мощностью и представлены только верхними горизонтами альба, т.е. отвечают той части нижнемелового разреза, которая и на прилегающей территории является наименее преобразованной.

На других участках (один из них располагается в районе площадей Северо-Нагутской, Веселовской и Янкульской, другие тяготеют к северному и северо-западному погружениям Ставропольского свода) степень катагенеза пород уже всего нижнемелового разреза отвечает градации МК₁, что отображено на карте появлением полей, оконтуренных изоресплендой по кровле нижнего мела в 0,5 единицы R⁰. Хотя здесь нижнемеловые отложения и погружены по отношению к прилегающим районам, но столь незначительным опусканием (на 100–200 м) едва ли могла быть вызвана ощутимая разница их катагенетического преобразования. Скорее всего, это различие в уровне катагенеза было вызвано существованием на этих участках более напряженного теплового режима недр.

Таким образом, к началу майкопского времени нижнемеловые отложения в целом, а тем более апт-альбская НГМ-толща, в преобладающей части своего объема не испытывали еще катагенетических изменений, необходимых для начала и массового проявления процессов генерирования УВ. Апт-альбская НГМ-толща на большей части площади своего распространения оказалась расположенной выше главной зоны нефтеобразования (ГЗН) и лишь на участке современного положения Северо-Нагутской, Веселовской и Янкульской площадей вошла в ГЗН полностью, а в прилегающих районах – только частью своего объема.

За майкопское время апт-альбская НГМ-толща испытала дальнейшее, и притом весьма существенное (от 900–1000 до 1500–1600 м), погружение, в результате которого слагающие ее породы под влиянием роста температуры значительно продвинулись по пути катагенетического преобразования. К концу майкопского времени (рис. 2) кровля апт-альбской толщи располагалась на глубинах от 1,5 до 2,5 км, а ее подошва местами опускалась до глубины около 3 км. Столь значительный диапазон глубин залегания апт-альбских пород обуславливал их нахождение в достаточно широком интервале температур, изменявшихся от 50–60 до 100–120°С, но в среднем не превышавших, видимо, 70–90°С. В целом к концу майкопа апт-альбские породы достигли уровня катагенеза от ПК до МК₃.

Структурный план и положение областей минимального и максимально катагенеза пород апт-альбской НГМ-толщи к концу майкопского времени в значительной степени повторяют ситуацию, сложившуюся к началу майкопа. На востоке рассматриваемой территории сохранилась область наименее погруженного залегания и наиболее слабого катагенетического преобразования апт-альбских пород. По сравнению с началом майкопа эта область заметно сократилась по площади и в современном структурном плане овекает погребенному кряжу Карпинского, Восточно-Маньчскому прогибу, большей части Прикумской зоны поднятий и Ногайской тектонической ступени. В ее пределах глубина залегания кровли нижнего мела не превышает 1800–1900 м, а уровень катагенеза верхней части апт-альб-

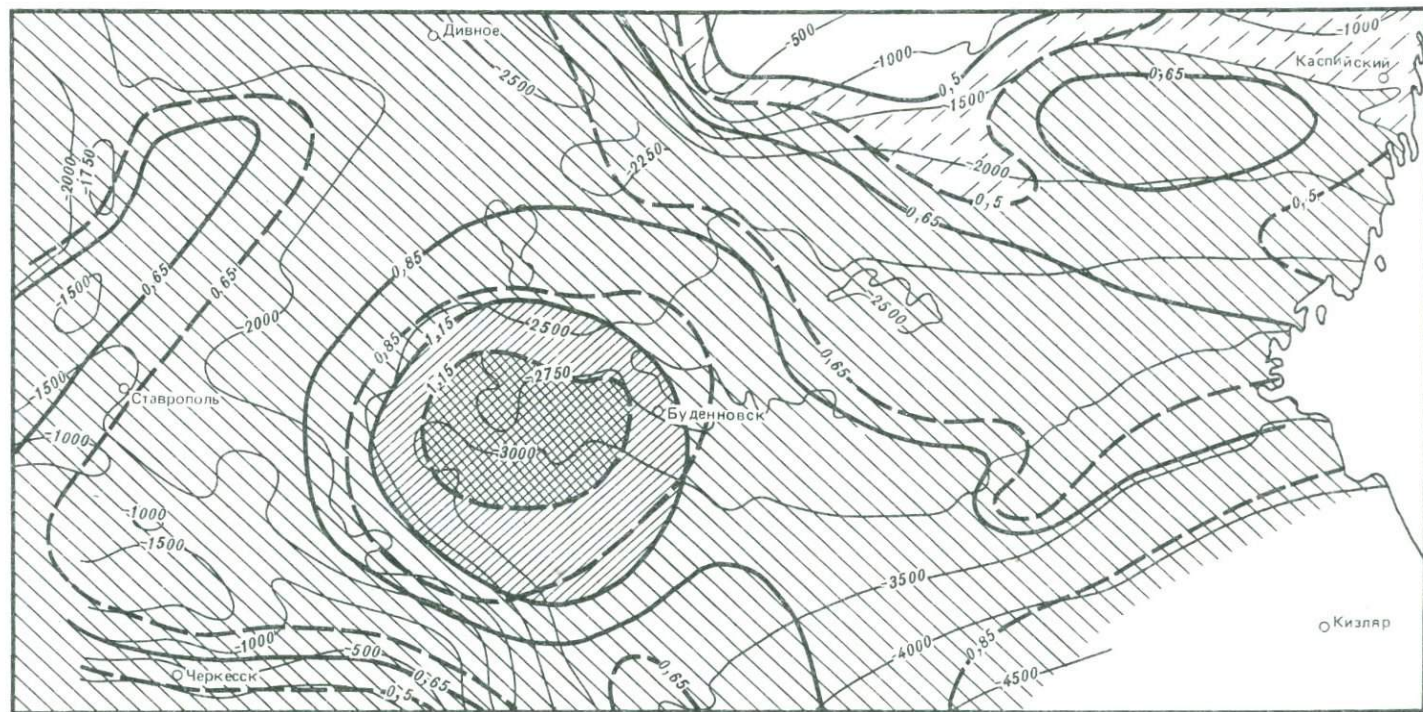


Рис. 3. Современное стадияльное состояние нижнемеловых отложений Центрального и Восточного Предкавказья

Условные обозначения см. на рис. 1

ской НГМ-толщи отвечает ПК (поле, ограниченное изоресплендой в 0,5 единицы R^0 по кровле нижнего мела), тогда как породы низов этой толщи изменены до уровня МК₁.

Центральное Предкавказье вместе с прилегающей западной окраиной Восточного Предкавказья и с его южной периферией по-прежнему характеризуется более глубоким залеганием нижнемеловых отложений и существенно большей их катагенетической измененностью, при этом сохраняется значительная дифференцированность территории Ставропольского свода по указанным параметрам. Повсеместно здесь степень катагенеза нижнемеловых пород в целом отвечает различным градациям МК (от МК₁ до МК₃).

Наметившаяся в начале майкопа в юго-восточной части Ставропольского свода область максимального погружения и наиболее глубокого преобразования пород апт-альбской толщи резко расширилась по площади, значительно сместившись к востоку, так что в современной структуре она охватывает юго-восточную часть Ставропольского свода и прилегающую часть Чернолесской впадины (ее центру отвечает положение Александровской площади). Кровля нижнего мела оказалась опущенной здесь к концу майкопа на глубину до 2300–2500 м, а его подошва – до 3 км и более. Катагенез апт-альбских пород достиг в это время градаций МК₂ (верхняя часть толщи) и МК₃ (ее нижняя часть), – это означает, что в конце майкопского времени апт-альбская НГМ-толща в данной области не только целиком погрузилась в ГЗН, но и своими нижними горизонтами уже достигала самого основания этой зоны. Для этой области характерно также несоответствие в плане максимальных значений уровня катагенеза пород кровли и подошвы нижнемеловых отложений, заключающееся в смещении максимума по подошве к востоку, в направлении нарастания мощности и стратиграфической полноты нижнемелового разреза.

На остальной части Ставропольского свода степень катагенеза пород кровельной части апт-альбской толщи (вне зависимости от глубины ее погружения, колеблющейся в интервале 1,5–2,2 км) повсеместно отвечает градации МК₁. В то же время по подошве нижнего мела (так же как и для начала майкопа) выделяется полосовидный участок менее преобразованных пород (градация МК₁), обрамленный с запада и востока породами, измененными до уровня МК₂.

Итогом майкопского этапа развития в целом явилось повсеместное погружение апт-альбской НГМ-толщи в ГЗН. При этом во всем Центральном Предкавказье и по западной и южной окраинам Восточного Предкавказья это погружение было полным, т.е. захватило апт-альбскую толщу от подошвы до кровли, тогда как на остальной части Восточного Предкавказья имело место лишь частичное вхождение толщи в ГЗН. Иначе говоря, за майкопское время произошло превращение апт-альбских потенциально нефтегазоматеринских отложений в нефтепроизводящую толщу, в одних частях объема которой к концу майкопа массовая генерация УВ только начиналась, в других – достигла своего максимума, местами же, по-видимому, уже шла на убыль.

В послемайкопское время продолжалось погружение нижнемеловых отложений и нарастание их прогрева, и к настоящему времени они достигли максимальных за всю свою историю глубины залегания и степени катагенетического преобразования слагающих их пород (рис. 3). Прежде всего

обращает на себя внимание заметное изменение современного структурного плана и характера стадийной зональности нижнемеловых отложений по сравнению с рассмотренными для начала и конца майкопского времени. Это проявляется в том, что наиболее ярко выраженная в начале майкопа субмеридиональная зональность, отражающаяся в простирании стратонизогипс, ориентировке приподнятых и погруженных элементов, в простирании изореспленд и зон равной катагенетической измененности отложений, к концу майкопа начинает затухать появлением на отдельных участках субширотных ориентировок и к настоящему времени сменяется резким преобладанием субширотного простирания как структурных элементов территории, так и зон изостадиального состояния нижнемеловых отложений.

Другими важными особенностями современного состояния нижнемеловых отложений являются чрезвычайно широкий интервал глубин залегания и весьма сильно растянутый диапазон катагенеза. В пределах рассматриваемой территории наименьшие глубины (0,5–1 км) кровли нижнего мела фиксируются на северо-востоке (приосевая часть погребенного кряжа Карпинского) и на юго-западе (южная окраина Ставропольского свода в зоне сочленения с Минераловодским выступом), а наибольшее погружение кровли соответствует Чернолесской впадине, Ногайской тектонической ступени и северному борту Терско-Каспийского краевого прогиба (от 2,5–3 до 4–4,5 км и более); в пределах Ставропольского свода глубина залегания кровли нижнего мела меняется в интервале 1,5–2 км, лишь местами погружаясь до 2,3–2,5 км.

Преобразованность нижнемеловых, и в частности апт-альбских, пород в целом варьирует в интервале от ПК до МК₄, причем весь этот диапазон характеризует как подошву, так и кровлю апт-альбской толщи. Характерной особенностью современного стадийного состояния пород этой толщи следует считать отсутствие прямой зависимости между глубиной погружения пород и степенью их катагенетической измененности. Наиболее ярко это выражено на севере Чернолесской впадины, где по-прежнему, как и для конца майкопа, обособляется изометрических очертаний область максимально преобразованных, но теперь уже до уровня МК₄, пород апт-альбской толщи, оконтуриваемая изоресплендами в 1,15 единицы R^0 по подошве и по кровле этой толщи (в пределах этого замкнутого контура находятся Северо-Нагутская, Александровская, Пашолкинская, Наримановская и ряд других площадей).

Кровля нижнего мела находится здесь на глубинах 2,5–3 км. И хотя к юго-востоку от этой области происходит существенное погружение (до 3,5–4 км и более) апт-альбской толщи, это погружение сопровождается не усилением, а ослаблением катагенеза слагающих ее пород. Благодаря этому в зоне сочленения Чернолесской впадины с Терско-Каспийским краевым прогибом и на северном борту этого прогиба, т.е. там, где нижнемеловые отложения испытали максимальное для всей территории Центрального и Восточного Предкавказья опускание, степень их преобразованности не превышает градаций МК₂ (кровельная часть апт-альбской толщи) и МК₃ (ее подошвенная часть). На остальной территории Центрального и Восточного Предкавказья измененность пород апт-альбской толщи во всем ее объеме отвечает градациям МК₁ и МК₂, за исключением ограни-

частью по площади участков на северо-востоке и юго-западе, где приподнятое залежное пород сопровождается наименьшей их преобразованностью (НК-МК, У).

Таким образом, современное стадийное состояние нижнемеловых отложений свидетельствует о существенных изменениях в обстановке нефтегазообразования за послемайкопский этап развития. Эти изменения сводятся к следующим моментам: 1) завершился процесс полного погружения апт-альбской НГМ-толщи в ГЗН в тех районах территории Центрального и Восточного Предкавказья, в которых в конце майкопа эта толща находилась выше ГЗН или же была в нее погружена лишь нижней своей частью; 2) на севере Чернолесской впадины и в прилегающей части Ставропольского свода оформилась замкнутая область, в которой апт-альбская НГМ-толща оказалась расположенной ниже ГЗН, и окаймляющая ее кольцеобразная область, где лишь верхние горизонты этой толщи еще находятся в ГЗН. В итоге современное состояние апт-альбской НГМ-толщи характеризуется тем, что в преобладающей части своего объема она является нефтегенерирующим объектом и одновременно в центральной, значительно меньшей своей части приобрела или приобретает свойства газопroduцирующего комплекса; наконец, в крайне незначительной части своего объема на северо-востоке и юго-западе рассматриваемой территории эта толща не обладает продуцирующими свойствами в силу весьма слабого проявления процессов катагенеза.

Особенности распределения скоплений УВ различного фазового состояния в нижнемеловых отложениях Центрального и Восточного Предкавказья лишь отчасти контролируются процессами нефтегазообразования в одной только апт-альбской НГМ-толще. Тем не менее отчетливо просматривается довольно тесная взаимосвязь между историей стадийного развития и современным состоянием апт-альбских отложений и характером размещения в них нефтегазовых скоплений. Такая взаимосвязь проявляется прежде всего в том, что все нефтяные залежи в апт-альбской толще пространственно тяготеют к той части Восточного Предкавказья, в пределах которой апт-альбская НГМ-толща испытала погружение в ГЗН в послемайкопское время. Сюда относятся залежи в IV, II и I пластах нижнего мела на ряде площадей Прикумско-Тюленевского вала, Восточно-Манычского прогиба, аптские и альбские залежи на южном склоне и в осевой части погребенного кряжа Карпинского.

В более западных районах Восточного Предкавказья на смену нефтяным приходят газовые залежи, выявленные в верхах апт-альбской толщи в пределах Арзгиро-Мирненского поднятия и в зоне сочленения этого поднятия с Чернолесской впадиной (Мирненская, Сельская и ряд других площадей). Для этих залежей характерна приуроченность к северо-восточному обрамлению области, в пределах которой апт-альбская толща в настоящее время расположена ниже ГЗН и служит поставщиком главным образом газообразных УВ. Следует отметить и то, что эти залежи расположены там, где начало проявления ГФН приходится на более раннее — домайкопское или раннемайкопское время.

Объяснение подобной взаимосвязи следует искать, по-видимому, в соотношении времени проявления процессов генерации и эмиграции УВ в породах апт-альбской толщи и времени формирования ловушек на путях миграции УВ из апт-альбских отложений.

Лопатин Н.В. К определению влияния температуры и геологического времени на катагенетические процессы углефикации и нефтегазообразования. – В кн.: Исследования органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1976, с. 361–366.

Назаревич Б.П., Назаревич И.А., Ручнов В.И. и др. О применении комплекса аналитических и расчетных методов для оценки степени катагенеза седикахитов мезозойских отложений Восточного Предкавказья. – В кн.: Седикахиты на разных этапах литогенеза. М.: Наука, 1982, с. 168–173.

Назаревич Б.П., Назаревич И.А., Стафеев А.Н. История нефтидогенеза в мезозойских отложениях Восточного Предкавказья (на примере Восточно-Маньчжурского прогиба). – В кн.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978, с. 218–228.

Назаревич Б.П., Назаревич И.А., Стефанова Е.И., Стафеев А.Н. Об особенностях расчета степени катагенеза по методу суммарного импульса тепла для осадочно-порodного бассейна Восточного Предкавказья. – В кн.: Накопление и преобразование седикахитов. М.: Наука, 1979, с. 169–173.

Ручнов В.И. Абсорбция споринита в видимой области как показатель катагенеза. – В кн.: Органическое вещество в современных и ископаемых осадках: Тез. докл. V Всесоюз. семинара. Москва, 8–10 июня 1976 г. М.: Изд-во МГУ, 1976, с. 109–111.

Ручнов В.И., Назаревич И.А., Смирнова С.Б. Инструментально-микроскопические исследования микрофитофоссилий. – В кн.: Накопление и преобразование органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1978, с. 193–196.

УДК 552.578.3+553.981.982.2.061.3 (571.5)

Т.К. Баженова, Ю.И. Ипатов, Ю.М. Шуменкова

ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ МЕГАБАСЕЙНА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ И ОНТОГЕНЕТИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ НАФТИДОВ

Домезозойский мегабассейн Сибирской платформы представляет собой единое осадочно-порodное тело, в состав которого входят отложения от рифея до триаса включительно. Выделение отдельных нефтегазоносных бассейнов здесь неправомерно, что подтверждают следующие факты. 1. Современные структуры платформы не имеют ограничений, исключающих гидродинамические связи между ними. 2. Отложения венда и нижнего палеозоя, прежде всего кембрия, на которые приходится большая часть объема этого осадочно-порodного тела и с которыми связаны наиболее продуктивные генерационные и перспективные комплексы, накапливались в едином седиментационном бассейне и донныне остались сплошным неделимым телом, лишь частично размытым на отдельных участках. 3. Общая структура платформы, близкая к современной, сформировалась в конце триаса, а в раннем и среднем палеозое была существенно иной [Баженова и др., 1980], что предопределило смещение по разрезу и по латерали основных очагов генерации нефти и газа и зон их аккумуляции. 4. В пределах платформы отсутствуют протяженные "разделительные барьеры", перспективы которых на нефть и газ по каким-либо причинам полностью бы исключались [Органическая геохимия..., 1980].

В связи с изложенным под "мегабассейном" нами понимается очень крупный, сложнопостроенный, но единый осадочно-порodный нефтегазо-

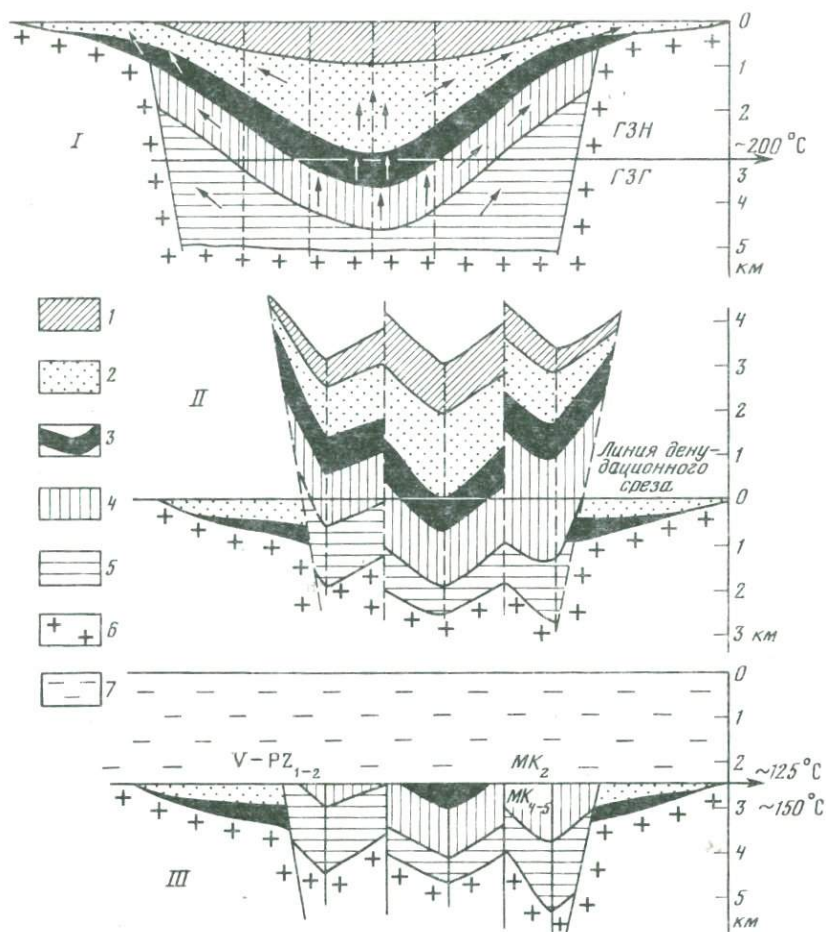
носный бассейн, т. е. таксономического смысла этот термин в данном случае не имеет. Естественно, на территории около 3 млн. км² необходимо провести "разделительное" нефтегеологическое районирование, в ее пределах следует выделять единицы иных таксономических категорий (может быть, суббассейны, нефтегазоносные области, районы и т. д.).

В онтогенетической истории мегабассейна (называемого Восточно-Сибирским) выделяются три этапа, из которых каждый отличался своеобразием процессов генерации, аккумуляции и консервации нефти и газа: I – авлакогенный (начальный), II – гомогенный (основной) и III – гетерогенный (заклучительный).

Авлакогенный этап охватывает весь рифей. С ним связано начало формирования чехла Сибирской платформы, хотя по длительности он превосходит все остальные этапы, вместе взятые. Основные конседиментационные структуры этапа – авлакогены и узкие зоны перикратонных опусканий, в пределах которых накапливались осадки большой мощности, а на прилегающих к ним участках – отложения умеренной или малой мощности. Единого бассейна осадконакопления на Сибирской платформе в рифее, видимо, не существовало. В истории рифейского осадконакопления выделяются два мегацикла, которые последовательно делятся на циклы более мелких порядков с постепенным усложнением во времени. В рифее известно шесть стратиграфических уровней, обогащенных рассеянным органическим веществом (РОВ), – нефтегазоматеринские горизонты. Они отличаются сравнительно высокими концентрациями РОВ (до горючесланцевых) и нередко большой мощностью, особенно в среднем рифее, что предопределило высокие валовые значения масс $C_{нк}$ в соответствующих горизонтах. РОВ рифейских отложений первоначально обладало высоким нефтематеринским потенциалом ($P_{нм}$) за счет высоколипидного исходного материала, представленного в значительной степени остатками фитопланктона. В рифее в пределах авлакогенов и, возможно, в зонах перикратонных опусканий существовал, видимо, весьма напряженный геотермический режим за счет интенсивного кондуктивного теплового потока, что характерно для эпох рифтогенеза на протяжении всей истории земной коры. Средние геотермические градиенты достигали 5–7°С/100 м, а может быть, и более.

Эти условия предопределили активные процессы генерации, эмиграции и аккумуляции жидких и газообразных углеводородов (УВ) уже на начальном этапе формирования мегабассейна. Однако конец этапа ознаменовался общей инверсией и процессы седиментации сменились процессами денудации территорий. Более того, в пределах авлакогенов инверсия сопровождалась блоково-складчатыми подвижками, приведшими к возникновению плакантиклинорных зон, на глубоко эродированной поверхности которых в течение следующего этапа накапливались осадки венда и раннего палеозоя. Инверсия обусловила интенсивное разрушения разномасштабных скоплений нефти и газа, вплоть до полного их уничтожения. Принципиальная схема развития такой зоны представлена на рисунке.

На эти зоны следует обратить особое внимание, ибо без расшифровки их геолого-геохимической истории невозможна правильная оценка процессов генерации, эмиграции и аккумуляции нефти и газа, а стало быть, и оценка перспектив той или иной области. Важнейшим признаком такой зоны следует считать резкий градиент катагенеза РОВ на границе несогла-



Принципиальная схема развития отдельных участков мегабассейна Сибирской платформы в начальный (авлакогенный) этап (I, II) (случай инверсии, сопровождаемой блоково-складчатыми движениями)

I – поздний рифей (конец ослянского времени); II – конец позднего рифея (конец чингисанского времени); III – конец среднего палеозоя

1–5 – стратиграфические комплексы авлакогенного этапа (рифей); 6 – архейско-нижнепротерозойский фундамент; 7 – стратиграфические комплексы гомогенного этапа (венд–нижний-средний палеозой)

сия. Если такой перепад существует – вне зависимости от того, в каком диапазоне градаций он фиксируется, – это свидетельствует о том, что залегающие ниже несогласия комплексы при последующем опускании в генерации УВ участия не принимали. Более того, если катагенез РОВ под поверхностью несогласия достигает градации МК₄₋₅ и выше, нефтяные залежи, сингенетичные комплексу, в них сохраниться не могут, а сохранность залежей газа определяется степенью дислоцированности комплекса и его литологическими особенностями. С подобным явлением мы сталки-

вались на Камовском и Чадобешском сводах, на Уджинском поднятии и в других местах. УВ, генерированные в этих зонах, могли частично сохраниться в синхронных отложениях за пределами зон (см. рисунок). Встреченные ныне в этих зонах нефтяные и газовые месторождения (например, Куymbинское) сформировались, вероятно, за счет миграции из стратиграфически вышележащих горизонтов. В пределах этих зон могут встретиться и такие случаи, когда вследствие последующих глубоких опусканий степень катагенеза РОВ в породах выше и ниже границы несогласия выравнивается (как это наблюдается на крайнем северо-западе платформы), хотя по сути дела является асинхронной. В этом случае к количественной оценке генерационных процессов следует подходить очень осторожно, так как правильная оценка процессов генерации и эмиграции невозможна без детальной историко-геологической реконструкции.

В целом на начальном этапе развития Восточно-Сибирского мегабассейна природа поступила расточительно: щедро одарив рифей высокопотенциальным ОВ и благоприятными условиями его преобразования, она уничтожила значительную часть содеянного. Из общего количества УВ, эмигрировавших из рифейских нефтегазоматеринских горизонтов на всех этапах развития мегабассейна, более 2/3 было потеряно в пределах известных инверсированных авлакогенов в предвендскую эпоху инверсии и денудации.

Гомогенный этап продолжался от венда до раннего карбона включительно, и по длительности на него приходится около четверти времени существования мегабассейна. Это был бассейн седиментации с типично синеклизным тектоническим режимом, именно синеклизным, а не с режимом синеклиз и антеклиз. Он господствовал по крайней мере в раннем и начале среднего палеозоя, если судить по распределению мощностей и фаций, а также по геоморфологии бассейна седиментации. Эти данные свидетельствуют об общем погружении, на фоне которого существовали впадины, прогибы и своды, т. е. положительные и отрицательные структуры первого порядка, а надпорядковые положительные структуры — антеклизы возникли только в конце этапа (не ранее девона). В этом отношении режим Восточно-Сибирского мегабассейна в раннем и начале среднего палеозоя, вероятно, был подобен режиму Западно-Сибирской плиты в мезозое.

Осадконакопление гомогенного этапа составляет единый мегацикл, завершение которого приходится на начало следующего, гетерогенного этапа (в перми). Вендско-палеозойский мегацикл распадается на циклы более мелких порядков; здесь цикличность разного порядка более разнообразна по сравнению с рифеем в соответствии с усложнением развития во времени [Органическая геохимия..., 1981]. В составе формаций гомогенного этапа 12 нефтегазоматеринских горизонтов, занимающих вполне определенные места в разрезе. Нефтематеринские горизонты регрессивных стадий циклов благодаря исходному ОВ, более обогащенному остатками фитопланктона, и меньшей его диагенетической окисленности обладали более высоким начальным $P_{нм}$ по сравнению с горизонтами трансгрессивных стадий. Нефтегазоматеринские горизонты гомогенного этапа суммарно содержат более 2/3 $C_{нк}$ всех доверхнепалеозойских отложений платформы, при этом основные массы РОВ были накоплены в первую половину этапа (V—Є), что благоприятствовало генерации и эмиграции УВ во вторую его половину.

В течение всего гомогенного этапа тектонические движения были слабо дифференцированы, пликативный характер дислокаций явно преобладал над дизъюнктивным. Магматизм проявился только в конце этапа, причем лишь на востоке платформы. Геотермический режим был менее напряженным, чем в рифее, но еще достаточно интенсивным, средние геотермические градиенты, вероятно, достигали $4-5^{\circ}$ C/100 м. Геолого-геохимические условия гомогенного этапа были во всех отношениях благоприятны и для генерации, эмиграции, аккумуляции, и для консервации нефти и газа. К концу гомогенного этапа все нефтематеринские горизонты вступили в ГЗН полностью или частично, а самые древние из них в наиболее глубоких впадинах вступили и в ГЗГ. В это время продолжалась генерация и эмиграция УВ также из рифейских горизонтов — отсюда, где они не успели истощиться в течение первого этапа, т. е. за пределами инверсированных авлакогенов и перикратонных зон. В течение гомогенного этапа, с которым связаны ликвидация режима морской седиментации на всей платформе и общий подъем, очевидно, усилились процессы аккумуляции и формирования скоплений. Следы этих скоплений, как в виде залежей антраксолитов, так и в виде остаточных залежей нефти, мы можем наблюдать сегодня, например, в структурах Нижнеенисейского плакантиклинория (Турухано-Норильской гряды).

Гетерогенный этап развития мегабассейна, начавшийся в среднем карбоне и, по существу, продолжающийся в настоящее время, характеризуется континентальным осадконакоплением, сменой в пространстве и во времени процессов аккумуляции процессами денудации, интенсивным трапповым магматизмом, резкой дифференцированностью структур, преобладанием дизъюнктивных дислокаций над пликативными. Гетерогенный этап подразделяется на два подэтапа: 1) денудационно-аккумуляционный (C_2 —Т) и 2) существенно денудационный (J — ныне). В течение первого подэтапа на большей части территории платформы продолжалось дифференцированное погружение, сопровождавшееся накоплением континентальных угленосных осадков и неоднократно сменявшееся подъемами с размывом части накопленных осадков. Со второй половиной первого подэтапа был связан интенсивный трапповый магматизм в туфогенной, эффузивной и интрузивной фациях, особенно на западе платформы. Аккумуляция вулканогенных осадков повлекла за собой погружение нижележащих толщ. Большая часть юга платформы на первом подэтапе гетерогенного этапа оставалась областью эрозии и денудации. Геотермический режим первого подэтапа был весьма напряженным. Средний по времени и пространству кондуктивный тепловой поток, видимо, существенно не отличался от такового на предыдущем, гомогенном этапе. В это время существовал интенсивный конвективный тепловой режим за счет интрузий и их гидротерм, приведших к термальному магмо- и гидрокатагенезу (метаморфизму) РОВ вмещающих пород и углей, что в случае значительного насыщения интрузиями разреза совершенно затушевывало региональный катагенез. В течение этого подэтапа происходила дальнейшая генерация и эмиграция УВ в пределах погруженных участков — в основном за счет РОВ, накопленного на I и II этапах (вне дислоцированных зон), а частично за счет угленосной формации позднего палеозоя. На этом подэтапе происходило интенсивное переформирование залежей, их расформирование и

разрушение, причем разрушение нефтяных залежей имело место как в зоне гипергенеза, так и в нижней катагенной зоне, а также в результате воздействия интрузий.

На втором подэтапе гетерогенного этапа преобладали восходящие движения, эрозия и денудация, происходило постепенное снижение кондуктивного теплового потока. Только на крайнем юге платформы отмечалось кратковременное возрастание последнего в кайнозое в связи с байкальским рифтогенезом и, вероятно, восточносибирским магматизмом. Здесь уже успевшие значительно остыть породы венда и кембрия испытали так называемый "статореверскаатагенез" (термин Б.А. Соколова [1980]). На втором подэтапе гетерогенного этапа продолжалось переформирование и расформирование залежей, а также их разрушение в зоне гипергенеза. Возникновение в четвертичный период криолитозоны практически на всей территории мегабассейна в какой-то мере способствовало усилению консервации залежей на фоне преобладающих процессов их разрушения. Процессы генерации УВ на втором подэтапе гетерогенного этапа в чехле домезозойского мегабассейна имели место, вероятно, лишь на участках, где на домезозойский мегабассейн наложен мезозойский Лено-Вилуйский бассейн, а также на участке, испытавшем "статореверскаатагенез".

В заключение отметим, что если авлакогенный этап развития мегабассейна представлял собой как бы полный онтогенетический цикл — от накопления РОВ, через генерацию, эмиграцию, аккумуляцию УВ до разрушения их скоплений, то гомогенный и гетерогенный этапы совместно также образуют цикл онтогенеза нафтидов. При этом гомогенный этап характеризовался преобладанием процессов накопления РОВ, генерации и аккумуляции УВ, а гетерогенный этап — преобладанием процессов разрушения углеводородных скоплений. Генерация и аккумуляция УВ на гетерогенном этапе не компенсировали количественно разрушение их залежей, именно поэтому Восточно-Сибирский домезозойский мегабассейн обладает весьма средними перспективами нефтегазоносности.

ЛИТЕРАТУРА

Баженова Т.К., Ипатов Ю.И., Макаров К.К., Шуменкова Ю.М. Анализ палеотектонических движений Сибирской платформы в связи с оценкой генерации и аккумуляции углеводородов и консервации их залежей в домезозойских отложениях. — В кн.: Тектоника Сибири. Новосибирск: Наука, 1980, т. 9, с. 55–63.

Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности/Ред. К.К. Макаров и Т.К. Баженова. Л.: Недра, 1981. 211 с.

Соколов Б.А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М.: Наука, 1980. 242 с.

ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ В РАЗНОТИПНЫХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ МИРОВОГО ОКЕАНА

К концу 70-х годов в отделе проблем нефтегазоносности Мирового океана Института океанологии им. П.П. Ширишова АН СССР после почти десятилетних теоретических и экспериментальных изысканий завершена разработка основ историко-генетического метода прогноза нефтегазоносности акваторий [Геодекян и др., 1980; Троцюк, 1982].

Историко-генетический метод позволяет производить оценку масштабов образования углеводородов (УВ) в подводных недрах с помощью унифицированного комплекса количественных критериев, учитывающих наиболее важные параметры условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления, в том числе и такие, которые отражают своеобразие геологического строения и геохимической эволюции исходного для УВ рассеянного органического вещества (РОВ) в океанической части стратисферы. В конечном счете достигается получение сопоставимых оценок нефтегазовых потенциалов различных районов Мирового океана и тем самым — надежность сравнительного анализа перспектив их нефтегазоносности. Важной особенностью разработанного метода является его применимость к слабоизученным акваториям, не охваченным бурением глубоких разведочных скважин.

С использованием историко-генетического метода стало возможным приступить к картированию очагов нефте- и газообразования в Мировом океане. Цель этого нового этапа исследований — раскрыть конкретные генетические закономерности размещения потенциально нефтегазопродуктивных регионов в океаническом секторе литосферы, выявить оптимальные обстановки аккумуляции нефти и газа в геологически разнотипных осадочных бассейнах.

В последние годы историко-генетический метод прогноза нефтегазоносности акваторий был опробован в целом ряде регионов: в болгарском секторе Черного моря, западной части Мозамбикского пролива, центральной области Бенгальского залива и в глубоководных котловинах севера Тихого океана. Материалы, полученные по трем первым из перечисленных регионов, подробно изложены в ряде публикаций [Геодекян и др., 1982, 1983; Нефтегазогенетические исследования..., 1982]. В настоящей работе авторы ставят задачу провести сравнительный анализ новых результатов, с тем чтобы вскрыть особенности нефтегазообразования в существенно разнотипных бассейнах Мирового океана; попытаться определить роль отдельных факторов катагенеза пород и РОВ.

Напомним, что в соответствии с разработанными основами историко-генетического метода отдельно определяются масштабы нефте- и газообразования (Мн, Мг), расчеты которых (в т/км² площади дна) проводятся по системе оценочных точек. Их местоположение выбирается так, чтобы в результате расчетов оценки Мн и Мг были получены по всем составляющим осадочный бассейн структурно-формационным областям и зонам. В качестве фактической основы работы используются геолого-геофизические и геохимические данные по изучаемой акватории, дополнен-

ные их корреляцией с материалами по обрамлению со стороны суши, и результаты специализированной обработки более обширных объемов информации по РОВ в океанической части стратисферы. Для каждой оценочной точки находятся конкретные для данного прогнозируемого разреза значения его основных геолого-геофизических параметров — возраста, мощности и формационного состава слагающих осадочный чехол литолого-стратиграфических комплексов и типовое значение плотности теплового потока (q), а по каждому из комплексов — содержание и генетический тип РОВ, плотность, пористость, теплопроводность.

Исходя из полученных оценок перечисленных параметров для каждой точки рассчитываются: температуры пород на границе контактов литолого-стратиграфических комплексов; удельные и суммарные потенциалы генерации и эмиграции микронепти и потенциалы газообразования; масштабы нефте- и газообразования за отдельные этапы и за всю историю геологического развития области (зоны).

Результаты выполненных расчетов используются для составления соответствующих карт масштабов нефте- и газообразования. Примеры таких карт, сопровождаемые фрагментом исходных расчетов по рассматриваемым регионам (см. таблицу), представлены на рис. 1.

Как видно из таблицы и рисунка, в настоящей статье сопоставляются параметры нефтегазообразования в подводных недрах, принадлежащих к эпигерцинской платформе и смежному с ней краевому прогибу, к пассивной и активной материковым окраинам, к области осадочного бассейна в пределах океанического ложа.

Н.Б. Вассоевич [1975] справедливо подчеркивал, что нефтегазообразование является закономерным следствием более широкого геологического процесса — литогенеза осадочных пород. Общим проявлением этого служит фиксированность определенных соотношений между ресурсами УВ и мощностью стратисферы. Не случайно практикуемые ныне объемно-статистические методы прогноза нефтегазовых ресурсов исходят из средних удельных (на объем или мощность стартисферы) оценок продуктивности, установленных в качестве типовых по ряду геологически разнотипных, хорошо изученных осадочных бассейнов, относящихся, однако, к континентальному сектору литосферы. Следовательно, чтобы учесть своеобразие условий и особенности литогенеза в недрах под дном Мирового океана в целях оценки перспектив их нефтегазоносности, необходим не статистический, а историко-генетический подход.

В этой связи интересно сопоставить полученные на основе историко-генетического метода оценки масштабов нефте- и газообразования (M_n , M_g) с мощностью стратисферы (Σh) по различным районам (оценочным точкам) рассматриваемых осадочных бассейнов Мирового океана (рис. 2). Как видим из рис. 2, зависимость между этими параметрами в каждом регионе проявляется по-разному.

Наиболее существенно нарастает M_n (M_g) с увеличением Σh в недрах краевого прогиба, активно развивавшегося с конца мезозоя и в кайнозойское время (рис. 2, 1). Следует отметить тот факт, что наибольший рост M_n (M_g) здесь устанавливается начиная с глубин 4–4,5 км, где литофизические свойства осадочных толщ (см. таблицу) благоприятствуют аккумуляции УВ и консервации их скоплений. Важно подчеркнуть, что образо-

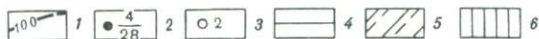
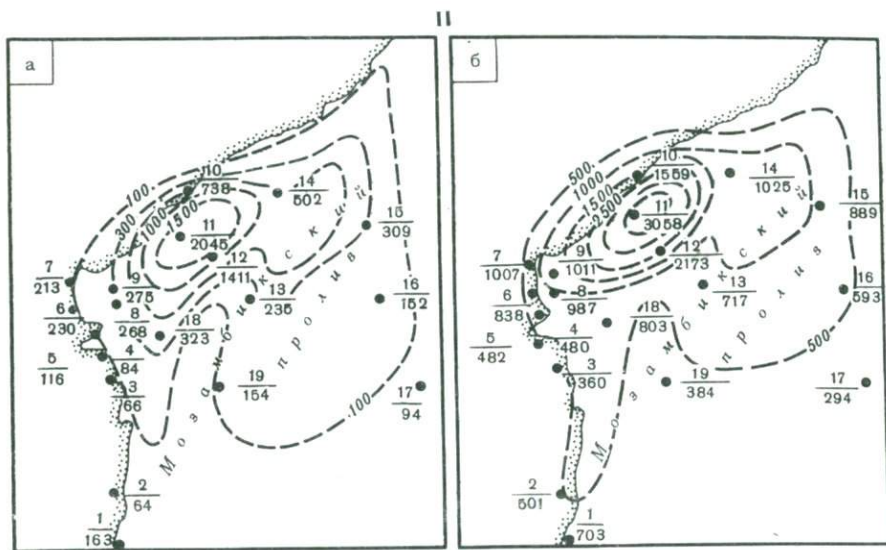
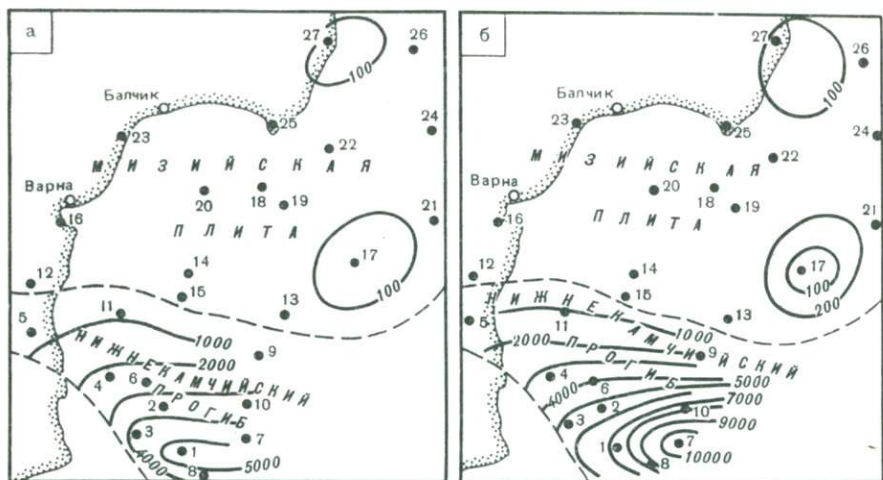
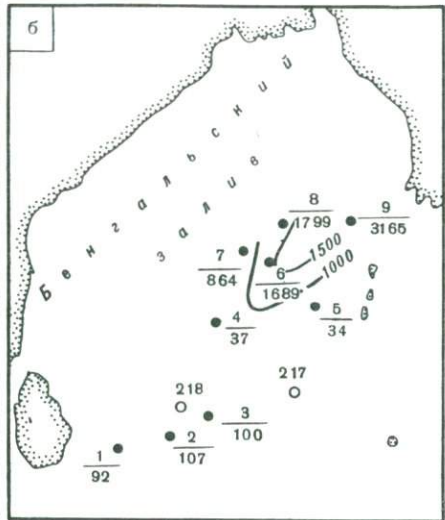
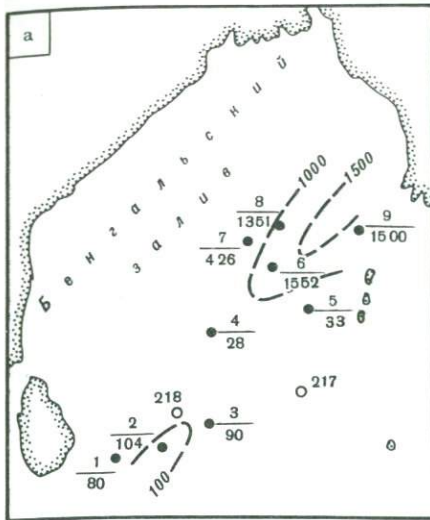


Рис. 1. Масштабы нефтеобразования (а) и генерации углеводородных газов (б) в геологически разнотипных регионах Мирового океана

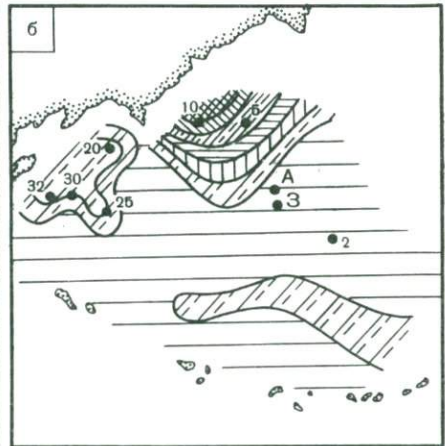
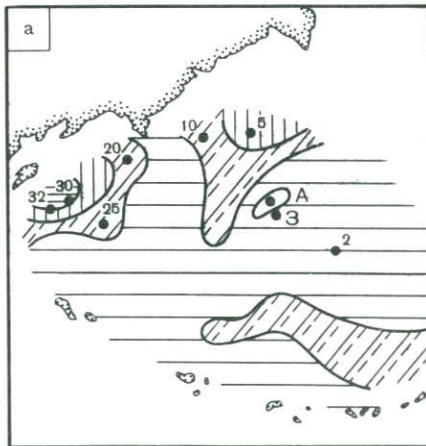
I – северный шельф Болгарии; II – западная часть Мозамбикского пролива;
 III – центральная часть Бенгальского залива; IV – глубоководные котловины севера Тихого океана

1 – линии равных масштабов нефте- (или) газообразования, 10^3 т/км²; 2 –

III



IV



оценочные точки и их номера (в числителе – номер точки исследования, в знаменателе – количество УВ, 10^3 т/км²); 3 – скважины б/с "Гломер Челленджер"; 4–10 – оценки масштабов нефте- (или) газообразования, 10^3 т/км²: 4 – менее 500, 5 – 500–1000, 6 – 1000–1500, 7 – 1500–2000, 8 – 2000–4000, 9 – 4000–6000, 10 – более 6000; 11 – границы Нижнекамчийского краевого прогиба

**Фрагмент расчета масштабов нефте- и газообразования
по ряду геологически разнотипных регионов Мирового океана**

Возраст	Лито- логия	Мощ- ность, км	Сорг, %	Плот- ность, г/см ³	Теплопро- водность, 10 ³ ккал/ см · с · °С	Темпера- тура в подошве, °С	Удельные про- дукции, % от РОВ		Суммарная генера- ция, 10 ³ т/км ²		Потенциал эмиграции УВ, 10 ³ т/км ²	Мн, 10 ³ т/км ²
							Микро- нефти	УВГ	Микро- нефти	УВГ (Мг)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

I. Оценочная точка 1* (см. рис. 1, Л). Нижнекамчийский краевой прогиб, южная часть

$$q = 1,5 \text{ е. т. п.}, T_0 = 10^\circ \text{C}$$

N-Q	T**	0,45	0,9***		2,8	31						
P ₃	T	0,6	1,0 с	2,25	3,7	55						
P ₂ ³	TK	1,3	0,8 с	2,55	4,9	95	1,2	1,5	374	468	52	52
P ₂ -P ₁	КТ	2,7	0,8 сг	2,65	5,3	171	9,4	3,8	7156	2893	2108	2108
K ₂	К	0,7	0,2 с	2,71	6,6	187	12	6,6	575	316	268	268
K ₁ h	КТ	1,2	0,5 сг	2,75	5,4	221	7,8	7,2	1712	1580	1464	1464
K ₁ v-J ₃	Ф	1,3	0,3 сг	2,85	5,5	256	7,8	12	1153	1774	1632	1153
		<u>8,25</u>								<u>7031</u>		<u>5045</u>
							Итого:					

II. Оценочная точка 2 (см. рис. 1, Л). Нижнекамчийский краевой прогиб, центральная часть

$$q = 1,5 \text{ е. т. п.}, T_0 = 10^\circ \text{C}$$

N-Q	T	0,3			2,8	23						
P ₃	T	0,5		2,1	3,7	43						
P ₂ ³	TK	1,4	0,8 с	2,45	4,6	89	0,9	1,3	330	476	38	38
P ₂ ²	КТ	1,9	0,8 сг	2,67	5,2	144	3,3	3,1	1889	1678	885	885
K ₂	К	0,6	0,19 с	2,68	6,3	158	10,7	4	435	162	215	215
K ₁ h	КТ	1	0,5 сг	2,71	5,3	189	7,6	6,8	1507	1348	1027	1027
K ₁ v-J ₃	Ф	1,3	0,3 сг	2,74	5,35	225	7,8	10,6	1109	1506	1540	1109
		<u>7,4</u>								<u>5165</u>		<u>3274</u>
							Итого:					

III. Оценочная точка 14 (см. рис. 1, Л). Мизийская плита, юго-западная часть

$$q = 1,3 \text{ е. т. п.}; T_0 = 10^\circ \text{C}$$

N-Q	T	0,6			3,0	34						
P ₁	T	0,5		2,25	3,75	52						
P ₂ ³	К	0,2		2,5	5,55	57						
K ₁ h	К	0,2		2,4	4,5	63						
K ₁ v-J ₃	К	0,8	0,18	2,62	6,0	81	0,3	0,9	16	47	6	6
		<u>2,3</u>								<u>47</u>		<u>6</u>
							Итого:					

IV. Оценочная точка 17 (см. рис. 1, Л). Юго-восточная часть Мизийской плиты к началу юрского этапа

$$q = 1,8 \text{ е. т. п.}; T_0 = 10^\circ \text{C}$$

T ₃	КТ	2,1	0,2	2,32	4,2	107	1,1	1,7	64	100	225	64
T ₂	К	0,75	0,14	2,64	6,1	129	5,8	3,5	214	128	98	98
T ₁	T	0,21	0,22	2,64	4,4	137	2	1,7	32	27	184	32
		<u>3,11</u>								<u>256</u>		<u>194</u>
							Итого:					

V. Оценочная точка 11 (см. рис. 1, Л). Мозамбикский осадочный бассейн, область активного осадконакопления (дельта р. Замбези)

$$q = 1,05 \text{ е. т. п.}; T_0 = 20^\circ \text{C}$$

N ₁ -Q	КТ	2,3	0,95 гс	2,27	4	80	0,3	0,7	66	154	30	30
P ₂ -P ₃	КТ	2,5	0,35 гс	2,65	4,82	134	2,8	2,6	863	802	658	658
P _T -K ₂ (груджа)	КТ	0,9	0,2 гс	2,72	5,65	151	6	4,1	391	267	480	391
K ₂ (домо)+ +K ₂ +K ₁	КТ	1,3	0,7 гс	2,76	5,7	175	7,3	5	2439	1671	826	826
K ₁	T Кр	0,8	0,1 г	2,8	5,75	190	4,7	5,5	140	164	478	140
		<u>7,8</u>								<u>3058</u>		<u>2045</u>
							Итого:					

VI. Оценочная точка 18 (см. рис. 1, Л). Мозамбикский осадочный бассейн, периферическая зона, пассивная материковая окраина

$$q = 1,1 \text{ е. т. п.}; T_0 = 7^\circ \text{C}$$

N-Q	КТ	1,1		1,8	2,95	49						
P ₂ -P ₃	КТ	1,3	0,35 гс	2,17	3,7	88	0,5	1,2	23	55	14	14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$P_1 - K_2$ (груджа)	КТ	0,5	0,1 сг	2,3	4,0	102	1,1	2,5	17	38	64	17
$K_2 + T$	Т	0,5	0,6 сг	2,35	4,0	116	2,2	3,2	206	300	120	120
$K_2 - K_1$	КТ	0,5	0,7 сг	2,38	4,25	129	3,7	3,7	410	410	172	172
		3,9					Итого:			803		323

VII. Оценочная точка 1 (см. рис. 1, II). Осадочный бассейн дельты р. Лимпопо, пассивная материковая окраина

$$q = 1,05 \text{ е. т. п.}, T_0 = 20^\circ \text{C}$$

$Q - P_2$	КТ	0,65		1,94	3,2	41						
$P_1 - K_2$	КТ	0,5	0,1 гс	2,21	3,7	56						
K_2 (домо)	Т	0,9	0,6 гс	2,44	4,3	77	0,3	0,6	52	104	18	18
$K_2 - K_1$	КТ	1,0	0,8 гс	2,59	4,7	100	0,9	2	250	558	73	73
$K_1 - K_1$	К	0,16	0,2 с	2,68	5,8	103	3	3	34	34	27	27
K_1	Т Кр	0,27	0,1 г	2,64	4,6	109	0,7	0,7	7	7	45	7
		3,42					Итого:			703		125

VIII. Оценочная точка 2 (см. рис. 1, III). Осадочный бассейн Бенгальской глубоководной дельты, внешняя периферия

$$q = 1,17 \text{ е. т. п.}; T_0 = 1,5^\circ \text{C}$$

$Q - N_1^3$	КТ	0,5		1,9	3,0	22						
		0,89	0,4 г	1,95	3,1	56						
		0,6		2,33	4,2	73	0,1	0,3	3	9	13	3
$N_1^2 - P_2^2$	ТК	1,8	0,2 г	2,7	5,1	117	0,6	0,6	80	80	405	80
$P_1^2 - K_1$	ТК	0,41	0,1 г	2,75	5,2	127	1,4	1,2	21	18	285	21
		4,1					Итого:			107		104

IX. Оценочная точка 6 (см. рис. 1, III). Осадочный бассейн Бенгальской глубоководной дельты, центральная область

$$q = 1,17 \text{ е. т. п.}; T_0 = 2^\circ \text{C}$$

$Q - N^1$	КТ	0,35		1,99	3,2	15						
		1,11	0,97 сг	2,05	3,3	55						
$N_1^2 - P_2^2$	ТК	2,46	0,11 сг	2,65	4,9	115	2,0	1,9	175	116	240	175
		0,35		2,67	5,0	123	3,7	3,7	51	51	152	51
		0,77		2,70	5,1	141	4,8	3,9	146	119	341	146
$P_1^2 - K_1$	КТ	1,1	0,73 сг	2,70	4,7	170	6,8	4,4	2014	1303	1150	1150
		6,14					Итого:			1689		1552

X. Оценочная точка 2 (см. рис. 1, IV). Алеутская глубоководная котловина, восточная часть

$$q = 1,15 \text{ е. т. п.}; T_0 = 2^\circ \text{C}$$

$Q_1 - N_1^2$	КРТ	1,7	0,66 гс	1,85	3,0	66	-	-	-	-	-	-
$N_1 - P_3$	КРТ	2,1	0,47 гс	2,12	3,4	136			1295	606	293	293
							Итого:			606		293

XI. Оценочная точка 5 (см. рис. 1, IV). Алеутская глубоководная котловина, северо-западная часть

$$q = 1,3 \text{ е. т. п.}, T_0 = 2^\circ \text{C}$$

$Q_1 - N_1^2$	КРТ	2,7	0,36 гс	1,95	3,1	114			189	155	-	-
$N_1 - P_3$	КРТ	3,9	0,3 гс	2,26	3,8	247			3611	3685	1044	1044
							Итого:			3840		1044

Оценочная

XII. Точка 30 (см. рис. 1, IV). Командорская глубоководная котловина, северо-западная часть

$$q = 3,2 \text{ е. т. п.}; T_0 = 4^\circ \text{C}$$

$Q - N_1^2$	КРТ	0,84	0,6 гс	1,7	114				134	62		
$N_1^1 - P_3$	КРТ	1,14	0,42 гс	2,13	3,4	221			1360	1173	2010	1494
							Итого:			1265		1494

* Местоположение точек показано на соответствующих рисунках.

** Комплексы отложений: Т – терригенные, К – карбонатные, ТК – терригенно-карбонатные, КТ – карбонатно-терригенные, Ф – флишевые, ТКр – терригенно-красноцветные, КРТ – кремнисто-терригенные.

*** Тип РОВ: с – существенно сапропелевый, сг – сапропелево-гумусовый, гс – гумусово-сапропелевый, г – существенно гумусовый.

Примечание: Расчеты по точкам VIII, IX и построение рис. 1, III выполнены А. Забанбарк [Геодекян, Забанбарк, Троцюк, 1982]; расчеты по точкам X–XII и построение рис. 1, IV – по материалам Л.А. Симоненко. T_0 – температура геотермически нейтрального слоя; q – типовое значение плотности теплового потока.

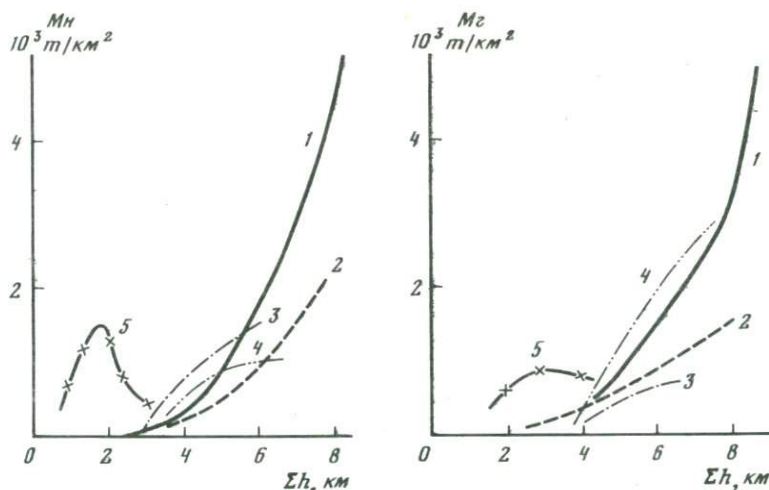


Рис. 2. Зависимость масштабов нефтеобразования (M_n) и генерации углеводородных газов (M_g) от мощности осадочного чехла в геологически различных регионах акваторий

1 – Нижнекамчийский прогиб; 2 – Мозамбикский осадочный бассейн; 3 – центральная область Бенгальской глубоководной дельты; 4, 5 – глубоководные котловины: 4 – Алеутская, 5 – Командорская

вание УВ и их эмиграция в недрах этого прогиба протекали в условиях умеренного теплового режима и были интенсивными в течение всего кайнозоя, включая тот важный этап катагенеза пород, когда основные нефтепроизводящие толщи палеоцена – нижнего эоцена и особенно нижнего мела (готерива) приобрели литофизические характеристики флюидогазоупоров.

Заметно меньший темп нарастания M_n (M_g) с увеличением Σh устанавливается в Мозамбикском осадочно-породном бассейне (рис. 2, 2). Это обусловлено двумя причинами. Во-первых, в недрах этого бассейна, даже в центральной его части, из-за мягкого теплового режима основные нефтематеринские толщи нижней части осадочного чехла не прошли в полной мере условия главной фазы нефтеобразования (ГФН). Другая, не менее существенная причина пониженного темпа нарастания M_n (M_g) с увеличением Σh заключается в том, что в ГФН здесь находятся толщи отложений с низким содержанием РОВ: верхнемел-палеоценовая формация груджа ($C_{орг} = 0,2\%$) и эоцен-олигоценый комплекс отложений ($C_{орг} = 0,35\%$). С помощью нефтегазогенетического анализа показано, что в центральной части Мозамбикского бассейна процессы нефтегазообразования, начавшиеся в меловое время, протекали в течение всего кайнозоя. Это могло привести к длительному формированию скоплений УВ, в том числе в молодых, неотектонически обусловленных структурах – ловушках. По периферии бассейна, как показывают расчеты, основные массы УВ генерировались в доэоценовый период геологической истории. Здесь "погребенные" структуры доэоценового времени формирования представляют основной интерес с точки зрения обнаружения скоплений УВ.

Иной вид зависимости между Mn (Mg) и Σh имеют в осадочных бассейнах Бенгальского залива (рис. 2, 3) и Алеутской глубоководной котловины (рис. 2, 4). В недрах обоих бассейнов кривые приобретают необычный "выпуклый" характер по отношению к оси Σh . Как видим, при нарастании Σh до 4–5 км градиент увеличения Mn (Mg) оказывается достаточно высоким, отражая относительно быстрое прохождение ГФН осадочными комплексами вследствие повышенных геотермических градиентов, определяемыми слабо теплопроводящими свойствами данных комплексов. Однако при более значительной мощности осадочного чехла (более 5 км) темп нарастания Mn и Mg согласно соответствующему графику (рис. 2, 4) начинает снижаться. Это связано одновременно с двумя обстоятельствами: с попаданием в ГФН толщ обедненных РОВ, и с возникновением в осадочном чехле условий нестационарного теплового потока из-за характерных для северных и северо-западных зон этих регионов сверхвысоких скоростей седиментации во второй половине кайнозоя.

Наконец, совершенно специфичной оказывается связь параметров Mn и Mg с величиной Σh для осадочных комплексов Командорской глубоководной котловины (рис. 2, 5). По этому региону, как можно видеть, наблюдается резкое нарастание Mn (Mg) при мощности только 2–2,5 км, что отражает исключительно высокие геотермические градиенты, возникающие в связи с интенсивным тепловым потоком в западной части этой котловины при весьма низкой теплопроводности кремнисто-терригенной неоген-четвертичной формации, слагающей ее разрез. При большей мощности осадочного чехла (3 км), характерной для восточной части котловины с умеренной плотностью теплового потока, возникает обратная зависимость Mn и Mg от Σh . Важно обратить внимание на то, что в недрах этой котловины нефтегазообразование в достаточно больших масштабах развивалось в течение геологически непродолжительного интервала времени и протекало в неконсолидированной толще (см. таблицу). Подобные весьма необычные условия катагенеза РОВ и осадков, на которые авторы уже неоднократно указывали в предшествующих публикациях [Геодекян и др., 1978, 1980; Троцюк, 1982], неизбежно должны приводить к зарождению на небольших глубинах под дном явлений диапиризма. В 1983 г. в экспедиции 29-го рейса нис "Дмитрий Менделеев" получены новые яркие подтверждения этого явления, столь необычного для подобных условий осадочных недр.

Рассмотренные выше материалы относились к геологически разнородным объектам исследований и, как следовало ожидать, вскрыли серьезные различия в направленности и масштабах нефте- и газообразования в осадочных бассейнах акваторий. Представляется, однако, преждевременным на данном этапе изученности делать какие-либо обобщающие выводы. Совершенно ясно лишь то, что генетический анализ безусловно способствует углублению наших знаний по проблеме прогноза нефтегазоносности акваторий.

ЛИТЕРАТУРА

Вассоевич Н.Б. Происхождение нефти. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1975, № 5, с. 3–23.

Геодекян А.А., Забанбарк А., Троцюк В.Я. Количественная оценка масштабов нефтегазообразования в центральной части Бенгальского залива. — В кн.: Нефтегазо-

генетические исследования в Индийском океане. М.: Ин-т океанологии АН СССР, 1982, с. 127–140.

Геодекян А.А., Мирлин Е.Г., Троцюк В.Я. О возможных грязевулканических проявлениях в глубоководной котловине Охотского моря. – В кн.: Генетические предпосылки нефтегазоносности Мирового океана. М.: Ин-т океанологии АН СССР, 1978, с. 90–97.

Геодекян А.А., Троцюк В.Я., Берлин Ю.М., Пиляк В.Л. Генетические закономерности нефтегазоносности акваторий. М.: Недра, 1980. 270 с.

Геодекян А.А., Троцюк В.Я., Берлин Ю.М. Нефтегазогенетическое районирование северной части болгарского шельфа Черного моря. – В кн.: Нафтена и Въглищна геология. София: Изд-во БАН, 1983, кн. 17, с. 45–54.

Геодекян А.А., Троцюк В.Я., Монахов И.Б., Берлин Ю.М. Количественная оценка масштабов нефтегазообразования в мезозойско-кайнозойских отложениях северной части болгарского сектора Черного моря. – *Geologica Balcanica*, 1982, № 12-4, с. 8–13.

Нефтегазогенетические исследования в Индийском океане. М.: Ин-т океанологии АН СССР, 1982. 175 с.

Троцюк В.Я. Прогноз нефтегазоносности акватории. М.: Недра, 1982. 200 с.

УДК 551.24 : 553.98/66

Н.А. Крылов, А.И. Горлов

ОСАДОЧНЫЕ БАССЕЙНЫ ПРИАТЛАНТИЧЕСКОЙ ОБЛАСТИ ПРОГИБАНИЯ ЗАПАДНОЙ АФРИКИ И ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ (на примере Кванза-Камерунского прогиба)

Вдоль западного побережья Африки протягивается ряд окраинных прогибов, с которыми связаны все выявленные здесь месторождения нефти и газа.

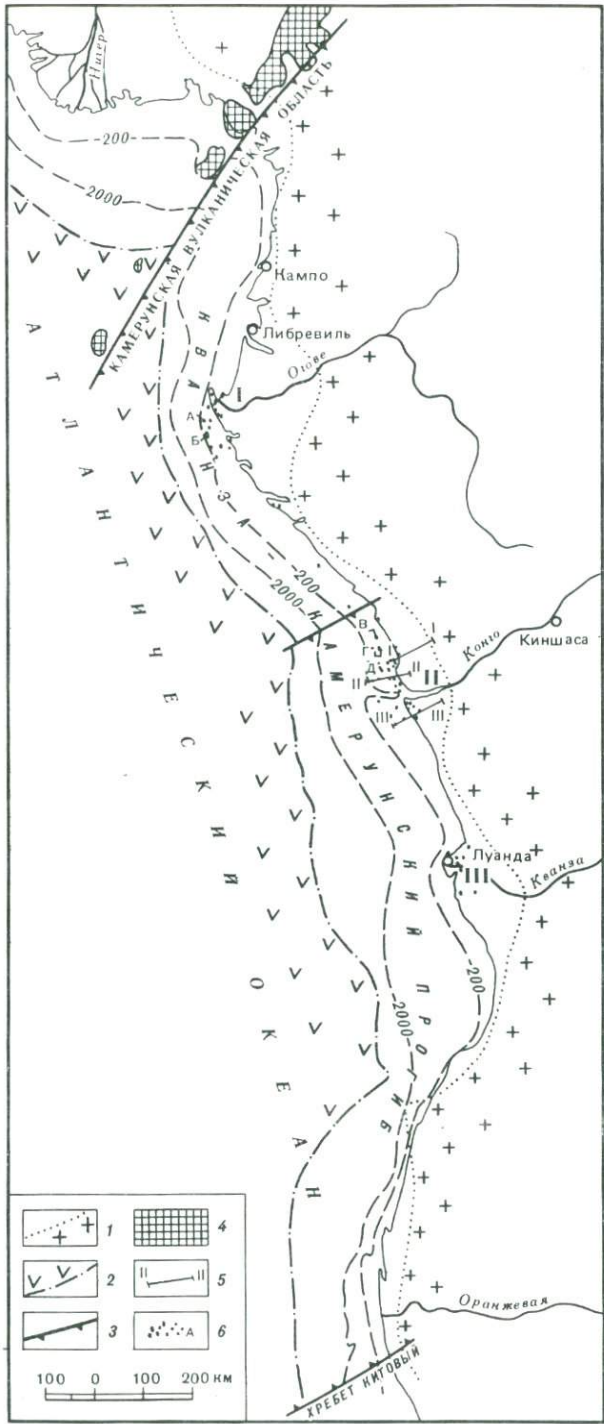
Одним из таких прогибов является Кванза-Камерунский (рис. 1). Основная часть его расположена в акватории. На суше прогиб вдается заливообразно в тело докембрийской платформы. Такие заливы разделяются между собой выступами фундамента, образуя три осадочных бассейна (или впадины) – Габонский, Усть-Конголезский, Кванзийский (см. рис. 1).

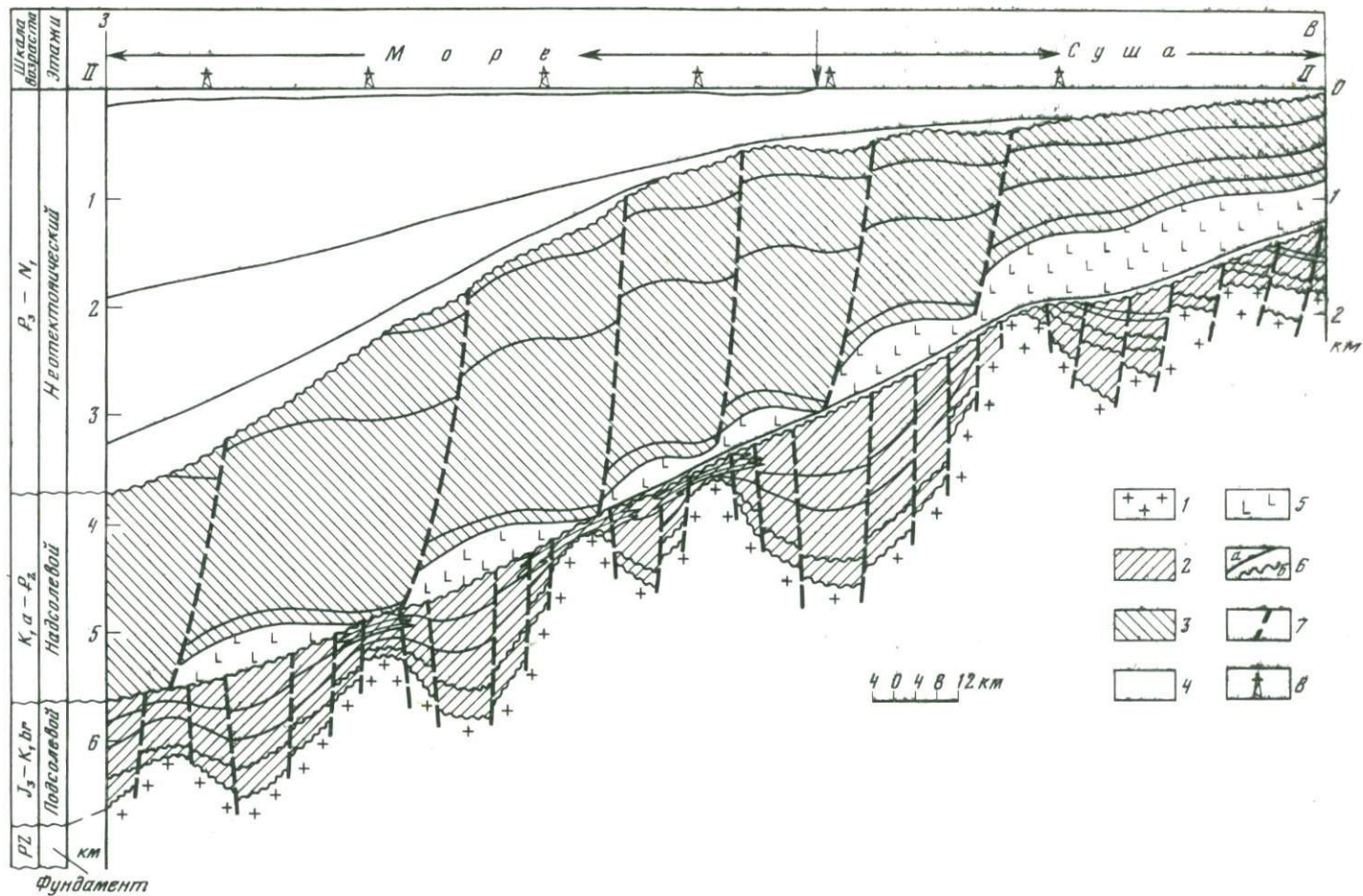
Ограничением прогиба на севере является Камерунская, вулканическая область, на юге – подводный хребет Китовый, на востоке – выходы пород докембрийского фундамента. Морская граница проводится условно вблизи подножия континентального склона – либо по контакту океанической и континентальной коры, либо по резкому сокращению мощностей осадочного чехла.

Для вышеупомянутых бассейнов характерны: мощный чехол мезозойско-кайнозойских отложений (как на шельфе, так и на континентальном склоне), соленосная толща аптского возраста и три комплекса (этажа) отложений, различающихся по фациальному составу, особенностям зале-

Рис. 1. Обзорная схема Кванза-Камерунского окраинного прогиба

I–III – бассейны: *I* – Габонский, *II* – Усть-Конголезский, *III* – Кванзийский
1, 2 – границы: *1* – выходов пород фундамента на поверхность, *2* – океанической коры; *3* – зоны разломов; *4* – выходы эффузивных пород; *5* – линии профилей; *6* – нефтяные месторождения: А – Ангулли, Б – Грондин, В – Эмерод, Г – Такула, Д – месторождения группы Малонго





гания и нефтегазоносности: подсолевой (предспрединговый), надсолевой (спрединговый) и неотектонический (наложенный) (рис. 2).

Три выделенных этажа (комплекса) отвечают двум главным этапам развития окраинных бассейнов Западной Африки.

Предспрединговый этап (триас-неоком). Этап начался с раскола прото-континента Гондвана и с образования рифта между Африкой и Южной Америкой. В результате преимущественно вертикальных подвижек блоков фундамента заложилась узкая грабенообразная депрессия, разделенная горстовидными поднятиями. Депрессия вскоре была заполнена осадками преимущественно обломочного континентального (аллювиального и озерно-лагунного) происхождения.

В настоящее время установлено, что наиболее древние, триас-верхнеюрские отложения предспредингового этапа развиты в грабенах суши. Осадки представлены главным образом крупно- и среднезернистыми песчаниками до конгломератов, часто пестроцветными, слабо сцементированными, цемент глинистый, ожелезненный. Встречаются прослои глин красноватых, песчаных.

В направлении шельфа, на запад, происходит омоложение пород подсолевого этажа. По фациальному составу это осадки, сформировавшиеся в озерной, близкой к морской среде осадконакопления. Разрез сложен глинами с прослоями песчаников и карбонатов. Глины тонкослюдыстые, песчаные и алевролитовые, темно-коричневые до черных, часто битуминозные (типа битуминозных аргиллитов Кабинды, рис. 3).

По данным бурения, в подсолевых депрессиях шельфа развиты мощные битуминозные глинистые породы черного цвета (типа аргиллитов). Над поднятиями фундамента в акваториальных частях прогиба отмечено возрастание содержания карбонатов (рис. 3).

Отложения предспредингового (подсолевого) этажа залегают с резким угловым несогласием на размытой поверхности докембрийского фундамента, и их структурный план в значительной степени отражает рельеф этой поверхности. Характерны многочисленные разрывные нарушения разного масштаба и резкое изменение мощностей осадков от нескольких тысяч — в грабенах до первых метров — над поднятиями (рис. 2).

Спрединговый этап. Этап начался в раннемеловое время с раздвижения плит протоконтинентов Африка и Южная Америка в результате процессов, связанных с разрастанием океанического дна. С периодом спрединга связаны два крупных трансгрессивных цикла.

Первый цикл — ранний мел (апт) — начало эоцена — отмечен вторжением в зону рифта океанских вод, которые затопили наиболее погруженные участки африканской окраины. Первоначально образовались полузамкнутые морские водоемы лагунного типа, где существовали условия, благоприятные для формирования хемогенных осадков — солей, гипсов и ангидритов.

Рис. 2. Геологический профиль П—П (см. рис. 1), показывающий соотношение структурных планов подсолевого, надсолевого и неотектонического этажей

1 — фундамент; 2—4 — этажи: 2 — подсолевой, 3 — надсолевой, 4 — неотектонический; 5 — соль; 6 — границы: а — литолого-стратиграфические, б — стратиграфического несогласия; 7 — разломы; 8 — скважины

По мере расхождения фрагментов протоконтинента, их окраины испытывали погружение. Распространение морского режима на большие территории привело к появлению бассейнов осадконакопления окраинного типа. Углубление этих бассейнов происходило в сторону зарождавшегося океана и носило ступенчатый характер. Как правило, с востока на запад прослеживаются три крупные зоны сбросов, которые контролировали смену условий седиментации — от континентальных на востоке (суша) до относительно глубоководных на западе (шельф) [Brink, 1974]. В отложениях альб-сеномана бассейна Конго можно выделить три фациальные зоны (рис. 4): на востоке (суша) — терригенная, преимущественно пески и песчаники континентального и прибрежного происхождения (формация Вермела); далее на запад (прибрежные участки суши и шельфа) — карбонатная (формация Пинда), на шельфе — глинистая (формация Мойта сека).

Первый трансгрессивный цикл завершился обширной регрессией в конце эоцена, что привело к размытию верхних частей надсолевого комплекса.

Второй цикл наступления океана — олигоцен-четвертичный — связан с неотектонической активностью, которая выразилась в резком поднятии континентальных и погружении морских частей окраинных бассейнов. На суше возникли крупные речные системы, которые выносили в океан огромное количество обломочного материала. Особенно интенсивно этот материал отлагался в области дельт. Так, например, мощности дельтовых осадков р. Конго достигают 4000 м и более.

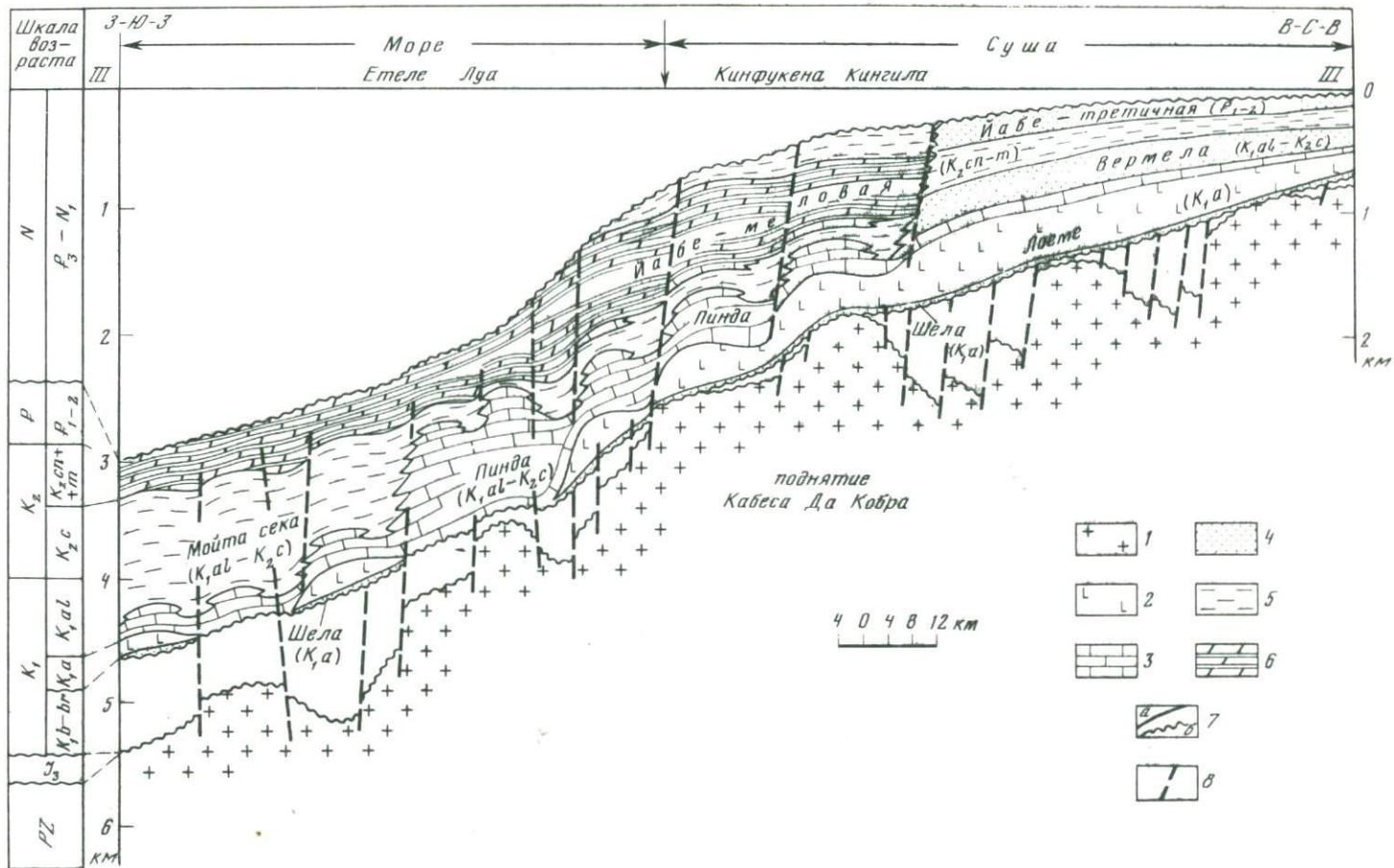
Соответственно числу циклов спредингового этапа выделяются два этапа отложений — надсолевой (спрединговый) и неотектонический. Формирование структурных планов в пределах этих этажей в основном определялось тенденцией ступенчатого, блокового погружения бассейнов в сторону океана. Поэтому в настоящее время строение осадочного чехла отвечает пологой моноклинали (в среднем $2-4^\circ$), осложненной многочисленными разрывными нарушениями разного порядка и происхождения. Общее региональное ступенчатое погружение на запад осложнено в значительной степени соляной тектоникой, дифференцированным подъемом или погружением отдельных блоков, а также образованием речных врезов. Влияние соляной тектоники и различий в скорости погружения отдельных блоков наиболее ярко проявилось при формировании структуры надсолевого этажа (см. рис. 3, 4).

В начале спрединга, в аптское время, на большей части исследуемой территории отложилась толща солей, что впоследствии стало причиной активного галокинеза. Течение соли, видимо, началось уже на ранних

Рис. 3. Формационный разрез по профилю I—I (Кабинда)

1 — кристаллический фундамент; 2—9 — формации: 2 — песчано-конгломератовая красноцветная, 3 — песчано-конгломератовая, 4 — песчано-глинистая, 5 — битуминозных аргиллитов, 6 — соленосная, 7 — известняково-доломитовая, 8 — преимущественно глинистая, 9 — мергелистая; 10 — границы: а — литолого-стратиграфические, б — стратиграфического несогласия

На рис. 3 и 4 указаны названия формаций, участвующих в сложении осадочного чехла



стадиях формирования выпележающего комплекса отложений в результате увеличения угла регионального наклона, нагрузки покрывающих пород и тектонических подвижек.

Структуры над солью имеют самые разнообразные формы в зависимости от интенсивности, времени зарождения и продолжительности галокинеза.

Если в Усть-Конголезском бассейне проявление соляной тектоники носило спокойный характер — солевые вздутия, небольшие купола (см. рис. 3, 4) — и прекратилось к концу мелового времени, то в Габоне и Кванзе течение соли продолжалось вплоть до неотектонического цикла, а солевые формы весьма разнообразны — от куполов до диапиров и соляных стен. Особо наглядно о времени и масштабах миграции свидетельствуют меловые и третичные депоцентры — участки компенсационного накопления значительных мощностей осадков, образуемых уходом соли.

Так как галокинез шел синхронно с осадконакоплением, то в местах ухода (отжатия) соли образовывались более погруженные участки по отношению к участкам вздутия (притока). Таким образом, например, под сводами накапливались чистые разности карбонатных отложений (формация Пинда), а на крыльях — более глинистые породы (тип Мойта сека).

Подобная картина смены фаций (в пределах одной структуры) характерна и для древних подсолевых поднятий, на которых соль не отлагалась. Своды таких поднятий оставались приподнятыми в период аккумуляции надсолевых отложений. Здесь также формировались чистые разности карбонатов (иногда типа рифов, например на поднятии Луа, бассейн Конго, см. рис. 4).

Более глубоководные осадки опускались вслед за проседавшей солью и блоками фундамента, что приводило к нарушению сплошности слоев. Образовывались разрывы, которые во множестве присутствуют в подсолевой толще и являются сбросами роста окраинных бассейнов.

Отложения верхнего — неотектонического этажа (олигоцен-плиоцен) залегают несогласно в виде врезов в подстилающие осадки. На востоке (суша) этот комплекс маломощен и представлен в основном континентальными обломочными породами, а на западе (шельф) — мощными (3000 м и более) глинистыми морскими отложениями. В толще этих глин присутствуют многочисленные пласты и линзы песков дельтового и авандельтового происхождения.

Увеличение мощностей в западном направлении происходит постепенно вследствие регионального погружения и появления более молодых осадков, но иногда и резко за счет врезания в породы надсолевого комплекса. Врезы настолько значительны, что иногда достигают подсолевой поверхности (например, в бассейне Кванза).

Рис. 4. Формационный разрез по профилю III—III (надсолевой этаж)

1 — кристаллический фундамент; 2—6 — формации: 2 — соленосная, 3 — известняково-доломитовая, 4 — песчано-глинистая, 5 — преимущественно глинистая, 6 — мергелистая; 7 — границы: а — литолого-стратиграфические, б — стратиграфического несогласия; 8 — разломы

На сегодняшний день в пределах шельфа и суши Кванза-Камерунского прогиба открыто свыше 80 месторождений нефти (из них чисто газовых и газонефтяных 14). В 1980 г. добыча нефти составила 21,4 млн. т (Габон — 10 млн. т, Ангола — 7,5, Конго — 2,85 и Заир — 1,05 млн. т). Основная часть добычи приходится на морские месторождения.

Диапазон нефтегазоносности прогиба весьма широк — от верхней выветрелой и дезинтегрированной зоны фундамента до миоцена включительно.

Залежи подсолевого комплекса связаны с песчаными и карбонатными коллекторами, которые развиты на склонах и над сводами древних поднятий фундамента. Наилучшими по емкостно-фильтрационным свойствам являются нижнемеловые песчаники Лукула и кавернозные известняки Тока (Кабинда), а также пески Гамба (Габон).

Ловушки — сводовые, тектонически экранированные, литологические, но чаще комбинированного типа. Так, например, на месторождении Малонго-Север (Кабинда) залежь в песчаниках Лукула контролируется одновременно складкой, зоной выклинивания и разрывным нарушением. Чисто сводовые ловушки обычно развиты по подошве соли над подсолевыми поднятиями (например, залежь в песках Гамба на месторождении Гамба-Ивинга, Габонский бассейн).

На суше Кабинды получены промышленные притоки нефти (до 90 т/сут) из трещиноватых и выветрелых пород выступа фундамента.

В надсолевом этаже преобладают карбонатные и песчаные резервуары, причем карбонатные коллекторы развиты в основном в отложениях альбсеноманского возраста. Это трещиноватые и трещинно-кавернозные известняки и доломиты формаций Пинда (бассейн Конго), Бинга-Туэнза (бассейн Кванза) и Мадела (Габонский бассейн).

Выше в разрезе присутствуют коллекторы гранулярного типа — горизонты песчаников и алевролитов верхнего мела (например, на месторождении Малонго-Север в Кабинде их насчитывается более пяти) и линзы песков эоцена (например, на месторождении Эсунго в бассейне Конго).

В Габоне также известны залежи в окремнелых трещиноватых аргиллитах эоцена (месторождения М'Бега, Озури и др.).

Ловушки надсолевого комплекса чаще сводовые, пластовые, массивные, иногда тектонически экранированные, реже литологические (линзы песков). Часто залежи контролируются комбинацией двух факторов: наличием антиклинальной ловушки и экранированием по сбросам на крыльях.

Залежи неотектонического этажа открыты в песках и алевролитах, залегающих в толще глин миоцена в основном в виде линз, реже в виде прослоев и пластов, не выдержанных по площади. Сейчас в отложениях этого этажа известно шесть промышленных скоплений углеводородов: три (нефтяных) на суше и три (одно нефтяное и два газонефтяных) на шельфе. Продуктивные линзы и пласты песков залегают во врезях третичных осадков в подстилающие толщи. Как правило, линзовидные ловушки сосредоточены на бортах подобных врезов над поднятиями фундамента, которые проявлялись во все периоды осадконакопления.

Помимо промышленных залежей, во многих скважинах, пробуренных на суше и шельфе, были отмечены хорошие признаки нефте-

газоносности: появления и включения битумов, а также незначительные притоки нефтей (до $5 \text{ м}^3/\text{сут}$, скв. 8 Н'Зомбо, бассейн Конго).

Емкостно-фильтрационные свойства коллекторских пород прогиба, особенно в надсолевом комплексе, — от низких до средних. Этим объясняются невысокие дебиты большинства скважин. Резервуары с хорошими и даже высокими характеристиками встречаются редко. В этой связи можно упомянуть пески Малембо (бассейн Конго) и песчаники Гамба (Габонский бассейн), а также карбонатные коллекторы с вторичной пористостью, например кавернозные известняки Тока (Кабинда), трещиноватые окремненные аргиллиты Манжи (Габон). Проницаемость последних достигает 10 Дарси. Первоначальные дебиты из подобных резервуаров достигают 1000 т/сут и более. Рекордный дебит был зарегистрирован в скв. 1 Тобиеш (бассейн Кванза) — 5000 т/сут .

Наиболее крупными по начальным извлекаемым запасам в бассейне Конго являются месторождение Такула (около 100 млн. т) и группа месторождений Малонго (Малонго-Север, Малонго-Юг и Малонго-Запад) — в сумме 390 млн. т, месторождение Эмерод — 70–100 млн. т. В Габонском бассейне это месторождение Грондин — 70 млн. т. Все эти нефтяные скопления расположены на шельфе (рис. 1).

В Габоне месторождения в основном однопластовые, тогда как в бассейнах Конго и Кванза многопластовые. Так, например, в месторождениях группы Малонго залежи обнаружены в песчаниках Лукула, карбонатах Тока и в песчаных горизонтах верхнего мела. В общем балансе углеводородов преобладает нефть. Чисто газовые скопления встречаются редко. Чаще это газонефтяные залежи или залежи с газовой шапкой [Крылов, Горлов, 1977].

По своему составу нефти — нафтеново-парафиновые, слабовязкие, с незначительным содержанием серы. Плотность нефти изменяется в зависимости от глубины залегающих продуктивных горизонтов, степени их раскрытости и разрушенности. Диапазон изменения удельных весов $0,85\text{--}0,92 \text{ г/см}^3$, причем тяжелые нефти характерны для отложений надсолевого и неотектонического этажей. Давление в залежах гидростатическое. Добыча ведется при режиме растворенного газа, реже при водонапорном и газовой шапки.

Практически все выявленные скопления нефти и газа прогиба сконцентрированы в прибрежных частях суши и шельфа. Здесь в подсолевых депрессиях развиты битуминозные глины и глинистые сланцы, обладающие нефтематеринскими свойствами. Эти депрессии являются главными зонами генерации углеводородов. Последние мигрировали по склонам поднятий, заполняя подсолевые ловушки, а при отсутствии солей над поднятиями — надсолевые ловушки.

Солевые отложения широко распространены и обладают хорошими экранирующими свойствами, а так как на сводах подсолевых поднятий накапливались в основном отложения с коллекторскими свойствами — песчаники, карбонаты и обычно отсутствуют эффективные глинистые экраны (типа глин Букомози), то здесь соль является единственным барьером на пути вертикальной миграции УВ.

В восточных районах суши, как правило, не затронутых процессами галокинеза, соляные залежи сложены в виде сплошного пласта. Здесь перспективен подсоловой этаж, а в надсолевых осадках не отмечено каких-либо положительных признаков нефтегазоносности. Но эти перспективы низкие и связаны в основном с базальными песчаниками типа Шела (бассейн Конго), Гамба (бассейн Габона) и Куво-Серая (бассейн Кванза), которые залегают непосредственно под солью. Эти песчаники лишь по своему положению в разрезе относятся к подсоловому комплексу. В действительности они отвечают началу эвапоритового цикла и выполняют неровности предсолевого пенеплена. По подошве соли эти осадки моноклинально воздымаются к восточным бортам бассейнов, образуя небольшие ловушки над выступами и поднятиями фундамента (см. рис. 3). Песчаники фациально изменчивы, не выдержаны по мощности (в среднем 25–30 м), по площади распространены неповсеместно. Коллекторские свойства низкие и изменчивы по площади.

Практически во всех скважинах, вскрывших песчаники Шела, Гамба или Куво-Серая, были получены незначительные притоки нефти или газа, отмечены проявления в процессе бурения, следы окисленной нефти и битума.

Так как в подсоловых депрессиях восточных районов суши отсутствуют нефтематеринские породы, то можно предположить, что углеводороды, содержащиеся в базальных песчаниках, мигрировали под солью на восток из прибрежных и шельфовых зон генерации.

У восточной границы развития соленосной формации в обнажениях песчано-конгломератовых пород содержатся битумы, асфальты и битуминозные угли. Запасы только одного подобного битуминозного пояса на севере бассейна Кванза оцениваются в 500 млн. т, что характеризует масштабность миграции под солью и высокий нефтепроизводящий потенциал подсоловых нефтематеринских пород шельфа.

Отсутствие промышленных скоплений в восточных районах суши можно объяснить в первую очередь отсутствием эффективных ловушек по подошве соли на фоне пологого моноклинального воздымания базальных песчаников, а также низкими коллекторскими свойствами последних, их незначительной мощностью и невыдержанностью по площади.

Промышленные залежи нефти подсолового этажа выявлены в прибрежных частях суши и шельфа Усть-Конголезкого (Кабинда) и Габонского бассейнов. Здесь предсолевой разрез наиболее изучен. К его особенностям можно отнести: 1) наличие грабенообразных депрессий и прилегающих к ним горстовидных поднятий фундамента северо-западного и субмеридионального простирания; 2) увеличение в сторону шельфа мощностей отложений неокомского возраста при появлении в разрезе битуминозных глинистых пород; 3) наличие в подсоловой толще на склонах поднятий зон выклинивания; 4) появление в зонах выклинивания на склонах поднятий коллекторских пород типа песчаников Лукула, алевролитов Эрва, а над сводами поднятий "банок" карбонатов Тока и песчаников Шела и Гамба (см. рис. 3); 5) наличие над поднятиями экранов, например, глин Букомази или массивной соли (см. рис. 3).

В надсолевом комплексе важную роль в образовании и размещении залежей нефти и газа играют тектоника и экранирующие свойства соли. Практически все скопления этого этажа приурочены к зонам развития галокинеза. В этих зонах имеются участки, где соль имеет сокращенную мощность или вообще отсутствует. Чаще всего это результат миграции (отжатия) солей. Однако над сводами наиболее стабильных предсолевых поднятий соль либо маломощна, либо вообще отсутствует (например, поднятия Этеле-Тампа и Луа, бассейн Конго). Участки отсутствия солей служат как бы "окнами", через которые, вероятно, осуществлялся переток УВ из подсолевых зон генерации в надсолевые ловушки.

Для надсолевого комплекса характерны следующие особенности: 1) наличие зон, где в период накопления надсолевых отложений происходила течения солей; 2) наличие в этих зонах участков сокращенных мощностей или отсутствия солей, служащих региональным барьером на пути вертикальной миграции УВ; 3) наличие в надсолевой толще разрывных нарушений, которые способствуют миграции и иногда играют роль тектонических экранов; 4) наличие в надсолевой толще многочисленных ловушек, главным образом сводовых, образованных в результате галокинеза, а также унаследованных от подсолевых поднятий; 5) развитие в сводах поднятий, выраженных в альб-сеноманских отложениях карбонатных коллекторов с вторичной пористостью (трещины, каверны), а в структурах по верхнемеловым и эоценовым отложениям — песчаных и алевроитовых осадков, играющих роль резервуаров (рис. 3).

На основе анализа нефтегазосности отложений неотектонического этапа можно также предположить, что углеводородные скопления в породах этого комплекса также имеют эпигенетический характер. Возможность миграции из нижележащих осадков подтверждается наличием кайнозойских врезов в подстилающие породы, т.е. возможен размыв верхнемеловых глинистых экранов, и наличием крупных нарушений и участков отсутствия солей, которые образовались в результате воздымания отдельных блоков фундамента или в процессе галокинеза.

К востоку от зон развития соляной тектоники (на большей части суши — восточные районы), где соли залегают сплошным покровом, в отложениях как надсолевого, так и неотектонического комплекса, не отмечено каких-либо положительных признаков нефтегазосности.

Таким образом, именно соль, даже если не учитывать ее роли в структурообразовании и в распределении фаций, уже только вследствие хороших экранирующих свойств, определяет перспективность комплексов под- и надсолевых отложений.

ЛИТЕРАТУРА

Крылов Н.А., Горлов А.И. Нефтегазосность периеокеанического прогиба Гвинейского залива в пределах Габона, Конго, Заира и Анголы. — Экспресс-информация. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика, 1977, № 1, с. 12—15.

Brink A.N. Petroleum Geology of Gabon Basin. — Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.; 1974, vol. 58, N 2, p. 216—235.

ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ В БАССЕЙНАХ АКТИВНЫХ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОКРАИН

Объектом рассмотрения являются осадочные бассейны западной тихоокеанской активной окраины, в состав которой, помимо островных дуг, окраинных морей и глубоководных желобов, входят участки Азиатского континента, рассматриваемые многими исследователями [Парфенов и др., 1981] в качестве древней активной континентальной окраины. В тектоническом отношении эта область трактуется как кайнозойский тектонический пояс, область кайнозойского незавершенного развития и т.д. [Пушаровский, 1972; Туезов, 1976; и др.].

Основной тенденцией тектонического развития этой территории является формирование континентальной земной коры. На конструктивные процессы часто накладываются деструктивные, которые выражаются в формировании рифтов, глубоководных котловин, бордерлендов. Эти процессы захватывают различные участки переходной зоны континент – океан и происходят на разных этапах формирования коры.

По морфологии, находящейся в общем соответствии с тектоническим строением и, прежде всего, с типом коры, рассматриваемый регион нечетко делится на две основные области: 1) окраинно-континентальную, включающую крайние восточные районы Азиатского континента и шельфовую часть окраинных морей, характеризующуюся консолидированной земной корой, и 2) островодужную, охватывающую глубоководные впадины, островные дуги, их склоны и глубоководные желоба, характеризующуюся сложным чередованием субконтинентальной, субокеанической и океанической коры. Эти две области с разным типом коры повсеместно разделены участками с субконтинентальной корой. Положение осадочного бассейна в пределах этих областей в значительной мере определяет генетическую природу, размеры, форму бассейна, историю его развития, тепловой режим недр, состав и мощность слагающих толщ, их катагенетическую историю, тип и количество захороненного в них органического вещества, т.е. в конечном итоге условия и масштабы нефтегазообразования.

Основные особенности нефтеобразования. Активный геодинамический режим, выражающийся наряду с сейсмичностью и вулканизмом, в контрастности и высокоамплитудности тектонических движений и в напряженности теплового поля, определил ряд особенностей нефтеобразования, общих для бассейнов переходной зоны. Основные из них будут рассмотрены ниже.

Геотермический режим. Поскольку образование УВ – функция температуры, то геотермический режим недр бассейнов в значительной мере влияет как на интенсивность и время проявления генерационного процесса, так и на процессы миграции и формирования залежей. Общеизвестно, что тихоокеанская окраина характеризуется в целом высокими, но сильно дифференцированными значениями теплового потока. Эта дифференциация определяется гетерогенным строением литосферы

переходной зоны, резко различной мощностью коры, развитием мантийного диапиризма, активного островодужного вулканизма, разным возрастом формирования структур. Большинство исследователей (Л.Б. Смирнов, А.А. Смыслов, Б.Г. Поляк, В.М. Сугробов и др.) подчеркивали генетическую связь теплового потока с тектоническим строением региона. Для подвижных поясов типично резко гетерогенное тепловое поле, плотность теплового потока и геотермический градиент которого зависят от времени проявления орогенного режима [Смыслов и др., 1979].

Л.Б. Смирнов с соавторами [1974], анализируя распределение теплового потока в Охотоморском и Япономорском регионах, установили следующие закономерности: 1) уменьшение теплового потока с увеличением геологического возраста основных тектонических структурных элементов; 2) совпадение зоны аномально низких тепловых потоков с областью максимальной сейсмической активности; 3) обратная зависимость величины теплового потока от мощности земной коры; 4) повышение теплового потока внутри основных структурных элементов над положительными структурными формами и над зонами глубинных разломов [Смирнов, Сугробов, 1980].

Процессы кайнозойского осадконакопления увеличивают дифференциацию и нестационарность теплового потока. Это касается прежде всего геосинклинальных трогов, где происходит накопление мощных толщ слаболитифицированных осадочных пород, являющихся экраном для передачи подземной тепловой энергии [Смыслов и др., 1979].

На характер распределения теплового потока влияют не только общая мощность, но также скорость накопления и структура толщи осадков. Так, в плиоцен-четвертичное время на Сахалине, во впадинах Дерюгина и ТИПРО в Охотском море скорости осадконакопления составляли около 0,03 см/год, что привело к снижению теплового потока примерно на 15%; в Курильской котловине при скорости осадконакопления на отдельных участках до 0,04 см/год величина измеренного теплового потока уменьшилась на 30%. При воздымании величина замеренного теплового потока изменяется в сторону увеличения. Но поскольку в бассейнах прогибание резко преобладает над поднятием, то искажение величины теплового потока происходит, как правило, в сторону занижения. Причем в условиях быстрого непрерывного прогибания в отсутствие инверсий величина искажения теплового потока не превышает 40–30%, т.е. определяющими тепловой поток являются мощность земной коры в зоне перехода, характер и возраст структурных элементов.

Этот факт очень важен при выяснении истории теплового режима недр осадочных бассейнов. Для структур (бассейнов), возникших в раннем–среднем миоцене, в настоящее время характерны самые высокие тепловые потоки, так как они переходят на стационарный режим и достигают максимума через 20–30 млн. лет после зарождения структур [Смирнов и др., 1974]. Примеры таких бассейнов — Южно-Охотский и Западно-Японский (Уецу); наблюдаемые сейчас в них тепловые потоки являются максимальными за их геологическую историю. В прогибах и впадинах, заложившихся в палеогене, —

а к таковым в рассматриваемом регионе относится большая часть бассейнов — Восточно-Калимантанский, Западно-Палаванский, Северо-Яванский, Суматринский и др. — тепловой поток достиг максимальной величины в миоцене, и с тех пор он остается достаточно высоким. В бассейнах, унаследованных от мезозойских прогибов, кондуктивный тепловой поток несколько снижен по сравнению с максимальным, что подтверждается нормальными геотермическими градиентами в Сахалино-Хоккайдском и Охотско-Камчатском бассейнах. Из этого следует, что палеотемпературы в кайнозойских бассейнах были ниже или отвечали современным температурам, для мезозойско-кайнозойских бассейнов они отличались в сторону повышения очень незначительно. Такой вывод позволяет использовать современные температуры для установления времени проявления главной фазы нефтеобразования (ГФН) и положения в разрезе главной зоны нефтеобразования (ГЗН).

Некоторые исследователи [Клемм, 1978; Родникова и др., 1981, 1982; и др.] пытались установить зависимость между величиной геотермического градиента и объемом углеводородных скоплений. Л. Уикс [1978], Х. Клемм [1978] и другие авторы связывают нефтегазоносность ряда бассейнов и особенности распределения в них залежей (Южно-Каспийский, Венский, Панонский, Суматринские, Калифорнийские бассейны) с повышенными значениями геотермических градиентов в них и с высокими тепловыми потоками. Так, высокие геотермические градиенты ($4,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ и выше) в бассейне Лос-Анджелес, по мнению Х. Клемма [1978], предопределили весьма большие запасы и, главное, очень высокую удельную нефтепродуктивность (548 тыс. т/милю^3) в сравнении с бассейном Вентура, который отличается удельной нефтепродуктивностью 37 тыс. т/милю^3 , хотя и имеет в общем сходное с бассейном Лос-Анджелес геологическое строение, но вдвое меньшие геотермические градиенты.

Подобный анализ был выполнен Р.Д. Родниковой с соавторами [1981, 1982] для бассейнов западной части Тихоокеанского пояса и Австралийской платформы. Авторы выделяют высокорезимные поля, с геотермическими градиентами $4^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ и более, среднерезимные — $2\text{--}4^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ и низкорезимные — $2^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ и ниже. Высокорежимные поля, по их данным, расположены в области развития коры континентального типа и приурочены к островным дугам и мелководным шельфам, что уже не отвечает закономерностям, установленным Л.Б. Смирновым.

Надо сказать, что в Индонезийском регионе характер распределения теплового потока гораздо сложнее, чем в северо-западной части Тихоокеанского пояса. Высокорежимные поля в Сиамском, Сараванском, Северо-Яванском бассейнах, видимо, связаны с температурными аномалиями, обусловленными палеорифтами. Аномалии же в Центральном-Суматринском бассейне (а геотермический градиент в районе месторождения Минас составляет $7,3^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$), возможно, определяются экзотермическими эффектами в зоне активной генерации нефти. По расчетам Р.Д. Родниковой с соавторами

[1981, 1982], основное количество месторождений в рассматриваемом регионе выявлено в среднережимных полях, но 57% основных доказанных запасов нефти установлено в высокорежимных полях. Плотность запасов нефти на единицу площади в высокорежимных полях в 9 раз превышает таковую в среднережимных и в 120 – в низкорежимных, т.е. наличие высокорежимных полей – поисковый признак на нефть и газ [Родникова и др., 1981].

Не ставя под сомнение основной вывод авторов, следует отметить, что малая удельная нефтепродуктивность низкотемпературных полей – а к таковым относятся глубоководные желоба, "тектонические желоба", части глубоководных котловин – обусловлена прежде всего их чрезвычайно низкой разведанностью на нефть и газ. Для восстановления истории нефтеобразования, а также динамики этого сложного процесса и положения в разрезе ГЗН необходимо использовать значения "фонового теплового потока", свободного от ошибок. Последние появляются в результате локального искажения нормального геотермического поля в процессе измерения вследствие экзотермических эффектов, нестационарных процессов седиментации, оползней, колебаний температуры поверхности дна, аномалий, связанных с разломами, интрузиями и т.д. [Смирнов, Сугробов, 1980]. Только комплексное использование геологических, палеотектонических, геохимических, углепетрографических данных позволяет проследить динамику процессов нефтеобразования, что, кстати, и было сделано вышеупомянутыми авторами при расчете времени проявления ГФН и места положения ГЗН в бассейнах переходной зоны [Родникова и др., 1981].

Специфичность процессов нефтегазообразования в рассматриваемом регионе, связанная с резко дифференцированным тепловым потоком, впервые была рассмотрена А.А. Геодекианом с соавторами [1976] на примере бассейнов, приуроченных к котловинам окраинных морей и к глубоководным желобам. По мнению этих авторов, в бассейнах глубоководных котловин окраинных морей в условиях аномально высоких тепловых потоков ГЗН захватывает неконсолидированные осадки, не способные реализовать свой нефтематеринский потенциал. С этим предложением авторов вряд ли можно согласиться, поскольку есть данные, что при повышенных температурах уплотнение осадков в диагенезе и раннем катагенезе происходит более интенсивно. Так, по данным К. Мурата и Р. Ларсона [Murata, Larson, 1967], в районе скв. 185 в глубоководной части Берингова моря при градиенте 50,5°С/км на глубине 500 м глинисто-кремнистые осадки оказались консолидированными и приобрели расслоенность. Известно же, что терригенные осадки быстрее литифицируются, чем кремнистые. Можно предположить, что если идет интенсивное новообразование за счет повышения температур, то соответственно происходят и минералогические преобразования в осадке (поруде), способствующие отдаче миграционноспособных компонентов. Как следствие этого, участки с наиболее высокими тепловыми потоками наиболее благоприятны для генерации УВ. В глубоководных желобах и "тектонических желобах", по мнению вышеука-

занных авторов, температурные условия ГЗН наступают так глубоко, где не могут быть реализованы миграционные процессы. Возможно, что низкие градиенты в приповерхностной части бассейнов, тяготеющих к этим структурам, связаны с изолирующей покрывкой внутри осадочной толщи, а в недрах этих бассейнов могут быть нормальные геотермические градиенты. Это касается прежде всего бассейнов асейсмичных зон. Видимо, ГЗН в этих бассейнах находится на значительных глубинах — 4–5 км, но процессы генерации и эмиграции УВ в них безусловно имеют место.

Интенсивность тектонических движений. Другая характерная особенность нефтеобразования в бассейнах зоны перехода связана с интенсивностью тектонических движений, со скоростью прогибания и осадконакопления. Бассейны любого типа в рассматриваемой области отличаются в тот или иной отрезок времени высокими и очень высокими скоростями осадконакопления (10–100 см/1000 лет), что определяет быстрый темп прохождения отложениями различных катагенетических зон. Лавинная седиментация (скорость накопления осадков 10 см/1000 лет) отмечена для миоцена — плиоцена Восточно-Калимантанского бассейна, плиоцен-четвертичного времени впадин ТИНРО и Дерюгина и Южно-Охотской глубоководной котловины (30–40 см/1000 лет), котловин Берингова и Японского морей и др. В условиях интенсивного прогибания и осадконакопления нефтематеринские толщи достаточно быстро проходят зону температур, характерных для ГЗН в других бассейнах, не успевая при этом реализовать свой нефтематеринский потенциал. В таких случаях генерация жидких УВ должна протекать в более жестких термобарических условиях и подзоны катагенеза оказываются растянутыми.

Так, по данным бурения, в северной части Сахалина на глубине 3200 м степень катагенетической преобразованности верхнемиоценовых пород отвечает позднему протокатагенезу ($R^a = 6,8-6,9$), в Кроноцком районе Восточной Камчатки переход ПК₃–МК₁ фиксируется на палеоглубинах 3,2–3,5 км. В отношении бассейнов Японии различные авторы приводят разные значения температур начала "нефтяного окна" (переход от ПК₃ к МК₁) от 75 до 100°.

Что касается молодых отложений, то здесь четко проявляется влияние фактора времени на катагенетические процессы. Так, например, в кайнозойских бассейнах Японии начало ГФН для нефтематеринских толщ среднемиоценового возраста фиксируется при $t = 72^\circ$, для плиоценовых материнских толщ при том же генетическом типе ОВ — при 110°C [Asakawa, Tujita, 1977]. По данным Р.Д. Родниковой с соавторами [1982], в молодых бассейнах, характеризующихся быстрым прогибанием, температурные интервалы ГЗН довольно высокие: 90–114°C — кровля; 130–200°C — подошва. Интервал глубин при этом в среднем составляет 3–5 км, глубина подошвы ГЗН в некоторых бассейнах опускается до 7 км. В таких условиях нормальная вертикальная генетическая зональность в распределении УВ должна нарушиться, за исключением верхней газовой зоны. Последнее подтверждается особенностями нефтегазоносности ряда бассейнов — Восточно-Калимантанского, Суматринского и др.

Интенсивные вертикальные движения способствовали возникновению резко расчлененного подводного рельефа. Суспензионные потоки, периодически скатывавшиеся по каньонам, формировали турбидитные осадки представляющих сложную конфигурацию песчаных тел, заключенных в глинистой толще. Такие потенциально сингенетично нефтеносные толщи формируются сейчас в глубоководных частях заливов Восточной Камчатки и Олюторского полуострова. Подобные толщи нефтеносны в бассейнах Калифорнии. Перспективы обнаружения образований такого рода в бассейнах с древними бордерлендами очень высоки.

Формационный состав. Формационный состав бассейнов переходной зоны очень разнообразен, он включает весь спектр глинистых, терригенных, карбонатных, кремнистых и вулканогенных образований. В результате активных вулканических процессов в строении переходной зоны участвуют мощные толщи эффузивно-пирокластических пород. Их роль в нефтеобразовании и нефтегазонакоплении негативна. Однако во многих осадочных бассейнах чисто вулканогенные образования играют в общем незначительную роль. Вулканогенно-осадочные толщи, присутствующие практически во всех рассматриваемых бассейнах переходной зоны, являются и нефтематеринскими и нефтесодержащими. В отдельных случаях вулканогенный материал косвенно способствует процессам нефтеобразования. Так, при катагенезе вулканическое стекло переходит в монтмориллонит, являющийся наиболее благоприятным минералом глинистых материнских толщ, катализатором при преобразовании ОВ в углеводороды.

Присутствие кислых пеплов в бассейне седиментации стимулирует расцвет диатомовой флоры, высокие темпы накопления которой обуславливают формирование мощных толщ биогенно-кремнистых пород. Терригенно-кремнистые и кремнистые породы биогенного генезиса получили широкое распространение в северо-западной и северо-восточной частях Тихоокеанского пояса начиная с конца олигоцена — начала миоцена. Расцвет диатомовых в позднем кайнозое связан с усиленным обогащением бассейнов седиментации кремнеземом, помимо вулканического, еще и эндогенного происхождения, обусловленного деструкцией коры в пределах глубоководных котловин [Туезов, 1976].

Как нами было показано ранее [Баженова и др., 1979; Бурлин и др., 1976], диатомиты и их перекристаллизованные аналоги обладают повышенным нефтематеринским потенциалом, являющимся в значительной степени унаследованным от ОВ некоторых видов диатомовых. ГФН начинает проявляться в них раньше, на грациях катагенеза ПК₂—ПК₃, что связано с трансформацией форм кремнезема. Подтверждением этого предположения является присутствие сингенетичной нефти в позднемиоценовых диатомитах поля Мак-Китрик (Калифорния). Нефть составляет 15% объема породы — диатомитов с хорошо сохранившейся органогенной структурой. Последние находятся на грациях катагенеза не выше ПК₂ и залегают до глубин 370 м, что не помешало им быть как нефтематеринскими, так и нефтесодержащими [Earnest, 1981].

Широкое распространение в пределах переходной зоны получили

дельтовые образования, они принимают участие в строении бассейнов древних и современных активных и пассивных окраин. К дельтовому бассейну р. Миссисипи приурочены месторождения-гиганты. Наиболее четко выражен дельтовый комплекс в Восточно-Калимантанском бассейне (Маханам-дельта), в Сиамском бассейне и т.д. Начиная с миоцена в Маханам-дельте накопилось около 8 км осадков, для которых характерна сложная зональность по вертикали и по латерали — осадки собственно дельты, фронтальной части дельты, прodelьты и платформы. Хотя ОВ в дельтовом комплексе имеет преимущественно континентальный генезис, указанные отложения газоносны и нефтеносны. Нефтематеринскими, видимо, являются более тонкие осадки прodelьты и платформы, находящиеся в настоящее время в ГЗН [Durand, Oudjn, 1979].

В дельтовых отложениях пра-Амура (Северный Сахалин), имеющих средне-верхнемиоценовый возраст, происходит смена фаций с запада на восток в направлении проградации от угленосных до песчаных и песчано-глинистых. В целом для дельтовых комплексов характерны быстрое выклинивание и замещение песчаных пластов на расстоянии десятков и сотен метров; развитие линзовидных пластов песчаников барового типа; высокие скорости осадконакопления, аномально высокие пластовые давления и температуры на глубине: повышенные содержания ОВ — 2–5% арконового, реже смешанного состава; относительно высокие коэффициенты аккумуляции УВ (до 10%); сингенетичная нефтегазоносность в отдельных частях комплексов.

Для большинства формационных комплексов активной окраины характерны подчиненность морфоструктурной зональности, вытянутая форма формационных тел, большие перепады мощностей, резкая изменчивость вкрест простирания формационных тел [Боголепов, Чиков, 1976]. В тектурном отношении широко развиты формы, связанные с деятельностью мутьевых потоков и оползней, создающих внутриформационные перерывы и градационную слоистость. Хотя в целом в переходной зоне влияние климатических факторов подавлено, в направлении к океану отмечается увеличение доли биогенных образований, состав которых определяется климатической зональностью.

Нефтегеологическое районирование. Перечисленные выше особенности нефтеобразования дифференцированно проявляются в конкретных группах бассейнов, объединяемых общностью тектонического развития и положением в пределах активной континентальной окраины.

Окраинно-континентальная область (мощность коры 30–40 км). Область включает шельфовые области Восточно-Китайского, Южно-Китайского, Яванского морей. По морфологии они близки к пассивным континентальным окраинам, характеризующимся интенсивным рифтогенезом, стабильным повышенным тепловым потоком, относительно спокойным тектоническим режимом и мощным осадочным чехлом [Хизен, 1978]. Состав отложений этой зоны в значительной степени определяется влиянием континента — развитием наряду с нормально-морскими прибрежно-морских и континентальных условий осадконакопления с широким распространением дельтовых, баровых, угленосных, рифовых фаций.

В соответствии с временем формирования континентальной коры, совпадающим с временем проявления главной складчатости в пределах зоны, выделяется основная группа бассейнов, связанных с прогибами и впадинами, возникшими на орогенной стадии и частично перекрытыми молодыми посторогенными впадинами. Эти бассейны располагаются в области мезозойской и палеозойской складчатостей (Анадырско-Наваринский, Пенжинский, залива Кука, Бристольский, Бетел, Сиамский, Ханойский, Меконгский). Стратиграфический диапазон разреза этих бассейнов мел – неоген. В некоторых случаях в состав бассейна входят и мезозойские образования основания (бассейны Пенжинский, залива Кука, Папуа). Геотермический режим бассейнов нормальный. Повышенные градиенты – $4,8^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ – связаны, видимо, с влиянием гранитов фундамента [Родникова, Зорина, 1981]. Среди отложений этих бассейнов резко преобладают прибрежно-морские, дельтовые, лагунно-континентальные терригенные и терригенно-карбонатные образования, мощности их обычно не превышают 4–5 км, в отдельных случаях 7 км. Содержание ОВ изменяется в широких пределах – от десятых долей процента до 10%, модальные значения его несколько выше кларкового, а состав смешанный с явным преобладанием арконового. Последнее предопределило интенсивную газогенерацию практически по всему разрезу, а отсюда и преимущественную газоносность этих бассейнов. Нефтеобразование в них также имело место, оно связано как с подстилающими морскими геосинклинальными формациями (бассейн залива Кука), так и с пачками нормально-морских пород с алиновым ОВ в разрезе бассейна (Сиамский, Анадырский).

Следующая по направлению к океану группа позднегеосинклинальных бассейнов характеризуется субконтинентальной корой. Мощность земной коры в пределах отдельных акваторий 15–35 км. Бассейны этого типа – миогеосинклинальные прогибы и впадины с большой мощностью отложений, 6–12 км. Они приурочены к области позднекайнозойской складчатости (Охотско-Камчатский, Ильпинско-Центрально-Камчатский, Сахалино-Охотский бассейны) и располагаются на границе с мезозойской (Сахалино-Хоккайдский, Саравакский, Суматринский, Северо-Яванский, Западно-Палаванский бассейны) и более древней (Западно-Тайваньский бассейн) складчатостью. Возрастной диапазон отложений бассейнов олигоцен – плиоцен, эоцен – плиоцен, реже верхний мел – плиоцен (Сахалино-Хоккайдский бассейн). В их строении принимают участие главным образом морские миогеосинклинальные формации, вулканогенно-терригенные, терригенно-кремнистые, терригенно-карбонатные; присутствуют также прибрежно-морские, дельтовые континентальные (в том числе угленосные), роль которых увеличивается в южном направлении. Содержание РОВ изменяется в широких пределах, максимальные концентрации отмечаются в терригенно-кремнистых и диатомовых образованиях, модальные значения РОВ несколько выше кларкового. В составе РОВ алиновая составляющая в большинстве комплексов преобладает, что обусловило резкое преимущественное развитие процессов нефтегенерации, хотя газообразование также имеет место как за счет арконового ОВ, так и за счет алинового ОВ, находящегося в главной зоне газообразования. Преимущественное нефтеобразование в бассейнах этого типа подтверж-

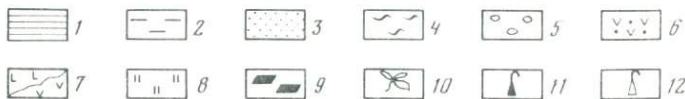
дается особенностями нефтегазоносности: в бассейнах этого типа открыто около 350 нефтяных и газовых месторождений, в том числе гигантское нефтяное месторождение Минас (Центрально-Суматринский бассейн). Геотермические градиенты изменяются в широких пределах — от нормальных и пониженных в Сахалино-Хоккайдском и Охотско-Камчатском бассейнах (величина теплового потока колеблется в пределах 1,2–1,6 Е.Т.П.) до высоких в отдельных частях Саравакского, Суматринских, Северо-Яванского бассейнов ($> 4^\circ\text{C}/100\text{ м}$). Несмотря на такие довольно высокие значения геотермических градиентов, положение в разрезе Индонезийских бассейнов ГЗН, установленное по геологическим и геохимическим показателям, достаточно низкое — 3–5 км.

Островодужная, наиболее мобильная область. Рассматривается многими исследователями [Пуцаровский, 1972] в качестве современной геосинклинали. Она характеризуется резкой морфологической расчлененностью, изменчивой мощностью земной коры (от 10–15 км в глубоководных желобах до 30–35 км в островодужной части) и значительными вариациями величин кондуктивного теплового потока (от 0,6–0,8 до 4,5–5 Е.Т.П.). Здесь проявлено наибольшее влияние тектонических факторов — вулканизма, сейсмичности, контрастности движений, определяющих в значительной степени резкую изменчивость генетических типов отложений — от прибрежно-морских, мелководных до глубоководных, а также широкое развитие турбидитных и вулканогенных образований.

В этой области выделяются три группы бассейнов.

1. Бассейны, расположенные в тыловой части островных дуг и включающие глубоководные котловины окраинных морей. Подавляющая часть бассейнов подобного типа находится в окраинном море, краевые части их выходят на островные дуги или континент. К бассейнам этого типа относятся Хатырско-Алеутский, Олюторско-Командорский, Южно-Охотский, Уецу, Восточно-Калимантанский, Сандаканский, Вогелкоп, Западно-Лусонский и др. Бассейны имеют сравнительно большие размеры, изометричную форму, сложены кайнозойскими, преимущественно неогеновыми образованиями, в отдельных случаях эоцен-плиоценовыми породами; мощность отложений изменяется от 4 до 12 км. Генетический тип и состав отложений разнообразны: нормально-морские образования резко преобладают, однако прибрежно-морские фации также имеют место. Состав отложений терригенный, терригенно-вулканогенный, терригенно-кремнистый, терригенно-карбонатный, карбонатный. В Восточно-Калимантанском бассейне присутствует мощная толща дельтовых образований, а в бассейне Вогелкоп развиты мощные рифовые известняки [Родникова, Зорина, 1981]. Генетический тип РОВ смешанный с преобладанием алиновой составляющей. На рисунке приведен литолого-геохимический разрез неогеновых отложений впадины Ниигата (бассейн Уецу) — наиболее типичный разрез бассейнов такого типа. Нижняя его часть сложена вулканогенными породами, средняя — кремнисто-глинистыми, верхняя — терригенными. Породы характеризуются высокой битуминизацией РОВ и резко повышенным содержанием УВ. Аналогичен разрез и в Южно-Охотской котловине, только возраст осадочных комплексов, видимо, моложе.

Отдел	Подотдел	Свита	Литологическая колонка	Грауваккер-формация	Мощность, м	Грауваккер-категория	Содержание в породе, %			$\beta, \%$	УВ ($C_{орг}, Y_3$), %	Нефтегазо-носимость
							$C_{орг}$	Битуминозный компонент	УВ			
N_2	Верхний	Цукаяма		Терригенная	до 1000	ПК ₁	$\frac{0,82-1,06}{0,96}$	0,07	0,014	6	1,3	
					150	ПК ₃	$\frac{0,48-0,88}{0,76 (28)}$	—	—	—	1,5	
	Нижний	Нисияма-Хавэ-Цукама		Терригенная	150-600	ПК ₃	$\frac{0,46-0,98}{0,82 (101)}$	0,09	0,018	10	1,6	
					1000	МК ₁	$\frac{0,41-0,9}{0,78 (88)}$	0,08	0,04-0,05	13,5	2	
N_1	Верхний	Синя		Терригенная	500-800	МК ₁	$\frac{0,57-1,71}{1,28 (29)}$	0,09-0,015	0,04	10	2,5	
					600-1000	МК ₁	$\frac{0,50-1,24}{1,01 (156)}$	0,14	0,04	14,5	3,5	
					>1500	Эффузивная						
Средний	Манатани	Тэрадомари		Терригенная-кремнистая	600-1000	МК ₁						
					600-1000	МК ₁						
Нижний	Цугаба	Микава		Эффузивная	>1500							



Литолого-геохимический разрез кайнозойских отложений Уэцу (Ниигата) по данным Тагати, Ягисита, Кудо

1 — аргиллиты; 2 — глина; 3 — пески, песчаники; 4 — алевролиты; 5 — гравелиты, конгломераты; 6 — песчаные туфы; 7 — туфы; 8 — глинисто-кремнистые сланцы; 9 — лигнит; 10 — флюора; 11 — нефть; 12 — газ. В числителе — пределы содержаний, в знаменателе — среднее, в скобках — число определений

Первый знак в графе нефтегазоносность — преобладающий тип полезного ископаемого. — отсутствие данных

Несмотря на повышенный тепловой поток в большей части бассейнов, кровля ГЗН достаточно погружена (до 3–3,5 км), что связано, видимо, с молодостью отложений. Процессы нефтегенерации преобладают, что подтверждается резким преобладанием числа нефтяных месторождений над газовыми.

2. Бассейны междуговые – узкие прогибы различной протяженности, расположенные между внешней и внутренней дугами или на поднятии дуги. К ним относятся Восточно-Камчатский, Западно-Суматринский, Южно-Яванский, Центрально-Лусонский, Центрально-Филиппинский, Кагоян, Центрально-Курильский. К этому типу, видимо, относятся "вершинные" бассейны некоторых островов Алеутской дуги. Эти бассейны мало изучены, они относятся в основном к категории возможно нефтегазоносных бассейнов. Только в некоторых из них (Филиппины) разрабатываются мелкие месторождения нефти и газа. В строении этих бассейнов принимают участие вулканогенно-терригенные, карбонатные, терригенно-кремнистые породы. Поскольку преобладают морские образования, то и РОВ имеет алиновый состав, что определяет преимущественное нефтеобразование; геотермические градиенты повышенные и нормальные.

3. Бассейны, отвечающие очень узким прогибам, вытянутым вдоль желобов, так называемые "тектонические" желоба, с мощностью консолидированных и рыхлых осадков до 15 км (бассейны Симанто, Рюкю, Ирианский). Они сложены вулканогенно-терригенными и карбонатными турбидитами. Содержание РОВ не выше кларкового, тип ОВ алиновый. Пониженные и низкие значения теплового потока [Смирнов, Сугробов, 1980] обусловили низкое и растянутое положение ГЗН в разрезе. Промышленная нефтегазоносность установлена в Ирианском бассейне (газ) и в бассейне Симанто (нефть и газ). Промышленные месторождения газа в бассейнах этого типа, видимо, связаны с верхней, относительно изученной зоной, а нефтяные залежи в них расположены на больших глубинах.

Таким образом, в пределах западной активной тихоокеанской окраины в направлении от континента к океану отмечается интенсификация тектонических процессов, определяющих положение, размеры, форму осадочного бассейна, скорости осадконакопления в нем, состав и мощность слагающих их образований, концентрацию и состав заключенного в них ОВ, геотермический режим бассейнов. Положение в разрезе ГЗН определяется фоновыми значениями теплового потока, находящимися в обратной зависимости от мощности земной коры, а также скорости погружения отложений, возраста формирования структур. Несмотря на различающуюся современную структуру рассматриваемых бассейнов и разный состав слагающих их формаций, все бассейны характеризуются гомогенностью онтогенеза, что отвечает общей единой направленности их тектонического развития.

В бассейнах северо-западной части тихоокеанской континентальной окраины от континента к океану отмечается увеличение общей мощности отложений, сокращение их возрастного диапазона, изменение положения в разрезе ГЗН, сокращение общего количества ОВ и увеличение доли в РОВ алиновых компонентов.

Прослеженная закономерность несколько нарушается в бассейнах

области Зондского архипелага, где Тихоокеанский тектонический пояс сочленяется со Средиземноморским, что значительно усложняет структурный план этого региона. Наиболее перспективны в отношении нефтегазообразования по критерию генерации бассейны, характеризующиеся значительными размерами, большой мощностью преимущественно морских терригенных, терригенно-кремнистых и карбонатных пород, содержащих алиновое РОВ, высокими скоростями осадконакопления и повышенными тепловыми потоками. К таковым относятся бассейны миогеосинклинальных прогибов области кайнозойской складчатости и прогибов, пограничных с областью мезозойской складчатости, а также тыловодужные бассейны, включающие глубоководные котловины окраинных морей.

ЛИТЕРАТУРА

Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Карнюшина Е.Е., Конюхов А.И. Особенности нефтеобразования в кремнистых породах. — В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979. 60–67 с.

Боголепов К.В., Чиков Б.М. Геология дна океанов. Новосибирск: Наука, 1976. 300 с.

Бурлин Ю.К., Баженова О.К., Карнюшина Е.Е., Конюхов А.И. К проблеме нефтеобразования в кремнистых толщах геосинклинальных областей. — Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология, 1976, № 3, с. 12–24.

Геодекян А.А., Троцюк В.Я., Ульмишек Г.Ф. Особенности нефте- и газообразования под дном акваторий. — В кн.: Горючие ископаемые. М.: Наука, 1976, с. 76–88 (МГК, 25-я сес. Докл. сов. геологов).

Зорина Ю.Г., Файнгерш А.А. Условия формирования газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений в нефтегазоносных бассейнах юго-западной части Тихоокеанского подвижного пояса. — В кн.: Обзорная информация. М.: ВИЭМС, 1980, вып. 5, с. 1–26.

Клемм Х.Д. Геотермические градиенты, тепловые потоки и нефтегазоносность. — В кн.: Нефтегазоносность и глобальная тектоника. М.: Недра, 1978, с. 176–208.

Охотоморский регион. М.: Наука, 1981. 290 с.

Парфенов Л.М., Натальин Б.А., Войнова Н.П., Попеко Л.Н. Тектоническая эволюция активных окраин на северо-западе Тихоокеанского обрамления. — Геотектоника, 1981, № 1, с. 85–103.

Пуцаровский Ю.М. Введение в тектонику Тихоокеанского сегмента Земли. М.: Наука, 1972. 297 с. (Тр. ГИН АН СССР; Вып. 234).

Родникова Р.Д., Афанасьева М.М., Шлейфер В.М. Тепловой режим нефтегазоносных бассейнов островных дуг Дальнего Востока. — Геология нефти и газа, 1981, № 12, с. 53–56.

Родникова Р.Д., Висковский Ю.А., Шлейфер В.М. Историко-генетический анализ процессов нефтеобразования в осадочных бассейнах западной части Тихоокеанского подвижного пояса и Австралийской платформы. М.: ВИЭМС, 1982, вып. 1, с. 1–48.

Родникова Р.Д., Зорина Ю.Г. Геотектоническое районирование западной части Тихоокеанского подвижного пояса в связи с выделением нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов (зарубежные территории). М.: ВИЭМС, 1981, вып. 5, с. 3–59.

Смирнов Л.Б., Сугробов В.М. Земной тепловой поток в Курило-Камчатской и Алеутской провинциях. — Вулканология и сейсмология, 1979, № 1, с. 59–74; 1980, № 1, с. 16–31.

Смирнов Л.Б., Сугробов В.М., Сугрובה Н.Г. Тепловой поток, гидротермальная активность и динамика развития глубинных зон областей кайнозойского вулканизма. — В кн.: Геодинамика, магнообразование и вулканизм. Петропавловск-Камчатский, 1974, с. 175–194.

Смыслов А.А., Моисеенко У.И., Чадович Т.З. Тепловой режим и радиоактивность Земли. Л.: Недра, 1979. 190 с.

Туезов И.К. Модели глубинного строения основных типов структур северо-западного сектора зоны перехода от Азиатского континента к Тихому океану. — Геология и геофизика, 1976, № 1, с. 29–43.

Уикс Л.Дж. Нефтяной потенциал континентальных окраин. — В кн.: Геология континентальных окраин. М.: Мир, 1978, т. 3, с. 149–154.

Хизен Б.К. Подводные континентальные окраины атлантического типа. — В кн.: Геология континентальных окраин. М.: Мир, 1978, т. 1, с. 22–30.

Asakawa T., Tujita Y. Organic metamorphism and hydrocarbon generation in sedimentary basins of Japan. Generation and maturation hydrocarbons in sedimentary basins. — In: Proc. seminar. Manila, 1977, p. 142–163.

Earnest L.I. Diatomite may yield petroleum (in California). — Geotimes, 1981, vol. 26, N 3, p. 17–19.

Durand B., Oudin L.I. Exemple de migration des hydrocarbours dans une serie deltaique le delta de la Mahakam, Kalimantan, Indonesia. — In: Panel discussion, origin migration and accumulation of hydrocarbons: 10th World Petroleum Congress. Bucl., 1979, PDI, p. 29–37.

Murata K.S., Larson R.R. Diagenes of miocene siliceous shales, Temble Range, California. — J. US Geol. Surv., 1967, N 3, p. 29–34.

УДК 551.242.32:551.263.036

А.И. Колюхов

ЭВОЛЮЦИЯ МАТЕРИКОВЫХ ОКРАИН И ОСОБЕННОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ НЕКОТОРЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Особенности тектонического развития пассивных и активных окраин материков в мезозое и кайнозое. История материковых окраин в мезозое и кайнозое изобилует разнообразными геологическими событиями. Однако в настоящее время мы знаем о них еще далеко не все. В этом отношении более определенно можно говорить о пассивных окраинах, которые в большинстве своем зародились в позднем мезозое на обрамлении крупных рифтовых трогов с промежуточной и океанической корой, впоследствии трансформировавшихся в молодые океанические впадины. Возникновение этих окраин было следствием распада древних суперматериков Лавразия и Гондвана, происходившего неодновременно и сопровождавшегося подъемом мантийных диапиров, вспучиванием земной коры и образованием гигантских рифтовых систем разломов, окруженных крупными сводово-глыбовыми поднятиями [Хаин, 1973].

Реликты этих эпиплатформенных (эпирифтовых) орогенных сооружений долгое время существовали и после расхождения фрагментов Лавразии и Гондваны, являясь континентальным обрамлением активно развивавшихся (вследствие продолжавшегося дробления и погружения блоков континентальной коры) материковых окраин. Эти остаточные поднятия, существовавшие в виде прибрежных хребтов и высоких плато, служили преградой на пути распространения морских трансгрессий в глубинные районы континента, о чем свидетельствует слабое развитие или полное отсутствие морских отложений юрского и раннемелового возраста в районах суши за пределами современной прибрежной равнины Северной и Южной Америки, Западной и Юго-Западной Африки, Западной и Южной Австралии.

Неоднократные тектонические подвижки, вызванные рифтогенезом и спредингом океанского дна в соседних районах, протекали параллельно с эрозией прибрежных хребтов и высоких плато, которые постепенно отступали от кромки еще довольно узкого, слабо развитого шельфа. Так, к концу неокома — началу апта вдоль атлантического края Северной Америки уже образовалась довольно обширная континентальная отмель (шельф и прибрежная равнина), внешний край которой был обозначен мощными барьерными рифами, развивавшимися здесь начиная со средней юры [Jansa, 1981]. В дальнейшем эти рифовые сооружения были засыпаны терригенными алевритовыми и алевритово-глинистыми осадками (альб, в отдельных районах поздний мел) и ныне фиксируются геофизическими методами исследования на глубине от нескольких десятков до первых тысяч метров под дном в пределах современного континентального склона или верхней части подножия. С позднемеловой эпохой связана трансформация первичных окраин, обрамлявших эпирифтовые орогенные поднятия, в окраины пенепленизированной области кратона. Эти два типа пассивных окраин значительно различаются между собой как по геоморфологии, так и по тектоническому режиму и фациальному спектру формирующихся в пределах шельфа, прибрежной равнины и материкового подножия осадков [Конюхов, 1980а].

В этой, северо-западной, части континентального обрамления Атлантики на протяжении позднего мезозоя и кайнозоя активно проявляла себя только одна крупная система континентальных рифтов — рифты Св. Лаврентия, один из которых (рифт Белл Айл) выходил к океану севернее о-ва Ньюфаундленд, а другой — к югу от него [Милановский, 1976]. Несколько крупных прогибов располагались в глубине материковой окраины и имели субапшалацкую ориентацию: прогиб Джорджес-банки и Каролинский прогиб. К типичным авлакогенам здесь может быть отнесен лишь трог Балтиморского каньона, в пределах которого, по последним данным, находится огромная по мощности (свыше 15 км) линза осадочных пород. Активное развитие этого прогиба, видимо, было связано с ранними этапами зарождения и эволюции атлантической окраины Северной Америки. Только в районе Балтиморского трога, по геофизическим данным [Schlee et al., 1979], отсутствует мощная карбонатная платформа, формирующая уступ мезозойского склона на всем протяжении от Лабрадора до западного обрамления Мексиканского залива (банка Кампече). Таким образом, можно думать, что этот участок окраины функционировал в юре и отчасти в мелу в режиме окраины авлакогена и здесь, возможно, развивалась крупная речная дельта, что препятствовало росту коралловых рифов и развитию других карбонатных построек. В кайнозое преобладала эрозия мезозойского шельфа, а максимум осадконакопления сместился на материковое подножие, где накапливались преимущественно терригенные (южнее мыса Гаттерас карбонатные и кремнисто-карбонатные) осадки гравитационного (турбидиты, дебриты, оползневые образования) и гемипелагического генезиса, а также конгуриты, иначе осадки конгурных геострофических течений.

Более сложный путь эволюции прошли атлантические окраины Африки. В позднеюрско-неокомское время это были окраины, обрамлявшие области эпиплатформенного орогенеза, связанного с эпохами раскола Гондваны.

Однако в отличие от атлантического края Северной Америки эпирифтовые поднятия в данном случае были разделены крупными зонами дробления (континентальными рифтами и авлакогенами), в пределах которых сохранялись высокие темпы прогибания и накопления осадков, в том числе дельтовых и авандельтовых. В конце раннемеловой эпохи именно на участках выхода к океану поперечных рифтов и авлакогенов образовались достаточно обширные шельфы, имевшие проградационное строение. В позднем мелу значительная часть африканских окраин в Атлантике трансформировалась в окраины платформенных пенепленов (пенепленизированных областей кратона), в пределах которых в периоды крупных меловых и палеогеновых трансгрессий существовали довольно обширные эпиконтинентальные моря. Тектоническая активизация в конце эоцена — начале олигоцена привела к тому, что большие участки древнего шельфа были охвачены воздыманием, в то время как в районе материкового склона произошли крупные обрушения. Последний отступил в сторону суши на 30–50 км и более. Помимо эпиплатформенных орогенных сооружений, образовавшихся на месте платформенных пенепленов эпохи сенона — палеогена, произошло омоложение ряда прогибов и рифтов, к числу которых можно отнести грабены Бенуэ, Конголезский, Кванза и Огове, а также рифты Лимпопо, Замбези и др. В целом позднекайнозойский этап развития был для многих окраин Африки инверсионным. Однако на сомалийско-кенийском участке окраины Африки наиболее крупные тектонические движения, проявившиеся в поднятии части шельфа и прибрежной равнины и в опусканиях на склоне, приходится на более ранний период — конец мела — палеоцен.

Своеобразием отличалась и тектоническая эволюция атлантической окраины Европейского континента. Последняя еще в период раскрытия Атлантики испытала интенсивное дробление и распалась на ряд континентальных массивов, которые были разделены грабеноподобными прогибами, заполнившимися преимущественно терригенными континентальными и мелководноморскими осадками [Pegrum, Montenev, 1978]. Позднее в пределах этой сильно расчлененной переходной зоны прогибанием были охвачены преимущественно тыловые районы, где, в частности, заложилась Североморская впадина субокеанического типа [Хайн, Левин, 1978], а также впадина Англо-Парижского бассейна. Передовые приподнятые массивы разделялись крупными прогибами рифтового происхождения. К их числу принадлежали Пиренейский трог, Западно-Ла-Маншский грабен, Лузитанский прогиб, по которым морские трансгрессии устремлялись в глубь континента. Сильная расчлененность этой переходной зоны сохранилась до настоящего времени; о чем свидетельствует существование таких структур, как Западно-Ла-Маншский, Бристольский и Кельтский грабены.

Индивидуальными чертами характеризовалась эволюция и других пассивных окраин в Атлантике и Индийском океане. Вместе с тем в их истории прослеживаются и определенные общие черты, что позволяет выделить ряд этапов, которые были типичны для большинства рассматриваемых переходных зон. Так, сформировавшись как обрамление крупных рифтовых грабенов, превратившихся в конце концов в молодые океанические впадины (1-й этап), они долгое время существовали в качестве окраин эпиплатформенных (остаточных эпирифтовых) орогенных поднятий (2-й этап), разделенных зонами интенсивного дробления и прогибания (попе-

речными рифтами и авлакогенами), а затем трансформировались в окраины платформенных пенеппенов (3-й этап). В эпохи глобальных поздне-меловых и палеогеновых трансгрессий в их пределах находились обширные эпиконтинентальные моря. Современный облик эти окраины приобрели лишь в позднем кайнозое (4-й этап), когда мощная тектоническая активизация в ряде районов привела к дифференциации переходных зон с пассивным тектоническим режимом на окраины эпиплатформенных орогенных поясов, поперечных рифтов (авлакогенов) и пенеппенизированных областей кратонов [Конюхов, 1982].

Так как каждый из перечисленных выше этапов отвечал определенной стадии эволюции молодых океанов, а в более общем плане — конкретному этапу геологической истории с характерными климатическими особенностями и направленностью тектонических процессов, то этим этапам отвечает специфический ряд осадочных геотформаций [Конюхов, 1980б]. Одни из этих геотформаций развиты на сравнительно небольших участках материковых окраин, другие получили региональное распространение. Весьма вероятно, что спектр осадочных образований, встречающихся в недрах пассивных окраин, гораздо шире, чем мы можем представить себе в настоящее время, и будет уточняться по мере расширения масштабов геологических исследований.

Для материковых окраин в областях преимущественной деформации и скупивания континентальной коры в мезозое и кайнозое была характерна совершенно иная последовательность геологических событий. Так, тихоокеанский край Гондваны в первую половину мезозоя был почти полностью погружен под уровень океанских вод, над которыми возвышались лишь отдельные вулканические постройки, цепочкой протягивавшиеся в районах, занятых современной прибрежной равниной. Активность этих андезитовых вулканов, образывавших островные вулканические дуги на континентальном субстрате, то усиливалась, то ослабевала. Море временами покидало окраину, чтобы вскоре снова занять обширные пространства в ее пределах. Этот, островодужный (по В.Д. Чеховичу [1980]), этап выделяется в истории большей части тихоокеанских окраин Южной Америки. В перуанском секторе за ним последовал островодужно-рифтовый, с которым было связано интенсивное прогибание в тыловой части окраины и накопление огромных по мощности толщ вулканогенных и вулканогенно-осадочных образований. С начавшимся вскоре отмиранием геосинклинального режима было связано формирование окраины орогенного типа. Этот этап ознаменовался внедрением кислых интрузий и появлением мощных поясов гранитоидных плутонов. С этого времени начинается история собственно андийской окраины — окраины кордильерного типа. Современный облик она приобрела в позднем кайнозое (неоандский этап по М.Г. Ломизе [1980]), с которым связаны особенно сильные складчатые дислокации, а также резкое усиление вулканической деятельности).

Таким образом, если основной тенденцией в развитии атлантического края Южной Америки была пенеппенизация рельефа (прежде всего в наземной части зоны перехода), что привело к появлению на месте краевых эпифрифтовых поднятий пенеппенизированной области, то эволюция тихоокеанской переходной зоны имела обратную направленность — от нивелированной, погруженной под уровень океанских вод окраины (временами

осложненной островной вулканической дугой) до континента, сложенного мощнейшими складчатыми сооружениями [Конюхов, 1982].

Интересно, что крупные тектонические события, происходившие на передовом (тихоокеанском) и тыловом (атлантическом) краях континента, отличались определенной синхронностью. Так, рифтогенез в центральной части Гондваны сопровождался поднятиями в смежных районах континента, что в неокоме — апте привело к переформированию древней речной сети: крупные реки повернули на запад и стали сгружать терригенный материал на тихоокеанской окраине. Здесь в это время сформировались (перуанский сектор) мощные дельтовые комплексы отложений. Последовавший затем распад Гондваны, который завершился на рубеже ранне- и позднемеловой эпох и привел к отделению Южной Америки от Африки, сопровождался на окраине Перу интенсивным вулканизмом среднеальбского времени. И позднее трансформация тихоокеанской окраины этого континента в окраину кордильерного типа шла параллельно с пенеэпленизацией рельефа на атлантической окраине Южной Америки.

Очевидно, что воздымания на одном крае материка нередко соотносятся во времени с опусканиями в пределах другого его края, и наоборот. Последнее в данном случае не относится к южнобразильскому участку атлантической окраины, который с момента зарождения и по настоящее время существовал в качестве окраины эпишлатформенного горного сооружения, осложненного рядом грабенов и впадин (Серджипе-Алагоас, Сантос, Баия и др.).

Близкие соотношения выявляются при анализе развития атлантических и тихоокеанских окраин Северной Америки. В период континентального рифтогенеза (триас — среднеюрское время), приведшего к распаду Лавразии, в переходной зоне со стороны Тихого океана существовали довольно обширные эпиконтинентальные моря, которые были отделены от открытого океана островными вулканическими дугами, заложившимися на континентальном субстрате. Молодые атлантические окраины, образовавшиеся после распада древнего материка, обрамляли области эпишлатформенного орогенеза. На западе Северной Америки вулканическая дуга в позднеюрскую эпоху мигрировала в сторону океана, переместившись на аккреционное поднятие, сформировавшееся к этому времени. Вскоре в пределах последнего заложилась крупная преддуговые прогибы — Сакраменто, Сан Хоакин и другие, заполнившиеся терригенными кластическими осадками, в том числе и турбидитами. Орогенез в пределах тихоокеанского края материка и образование здесь батолитов Сьерра-Невады совпадают во времени с пенеэпленизацией атлантических окраин Северной Америки (поздний мел — палеоцен), хотя впервые комплексы приливно-отливных отложений (осадки, свидетельствующие о пенеэпленизации прибрежных районов) появились здесь в апт-сеноманское время, когда размыв обогащенных органикой маршевых осадков вызвал формирование горизонтов "черных" глин в абиссальных районах Атлантики. Окончательному превращению атлантического края Северной Америки в окраину слабо активизированного кратона долгое время препятствовали тектонические подвижки, вызванные процессами рифтогенеза в соседних районах Северной Атлантики (Лабрадорское море) и в тылу Аппалачей (рифтовая система Св. Лаврентия). Свой современный облик атлантическая окраина

приобрела в конце палеогена. В тихоокеанской же зоне перехода все это время существовала окраина кордильерного типа.

Таким образом, имеющиеся в настоящее время данные позволяют говорить о том, что зарождение окраин материков, пути их эволюции и состояние на тот или иной отрезок геологического времени во многом определялись глобальными тектоническими событиями: распадом древних континентальных мегаблоков, спредингом в молодых океанах, развитием крупных систем континентальных рифтов. В этом отношении окраины — зеркало геологической истории ближайших к нам эпох. Представляется, что широкое распространение окраин пенепленизированных (слабо активизированных) областей кратонов на западном обрамлении Атлантики (окраины Канады, США, Уругвая, Аргентины, Суринама) в позднем кайнозое и в современную геологическую эпоху не является случайным. Оно обусловлено тем, что на противоположном крае Северной и Южной Америки возникли и развивались в течение длительного времени активные окраины, испытывавшие мощнейшие деформации сжатия. Вероятно, мы вправе говорить о существовании закономерных сочетаний, своего рода сопряженных пар: 1) окраина эпишлатформенного (эпирифтового) орогена — погруженная под уровень океанских вод островодужная окраина с островной дугой на континентальном субстрате; 2) окраина пенепленизированного кратона — окраина андийского или невадийского типа; 3) пассивная окраина, сложенная или перекрытая комплексами глубоководных осадков или офиолитов, — окраины эпишлатформенных орогенных сооружений. Примеры последнего сочетания в пределах одного и того же континента или микроконтинента дают нам современные окраины Африки, Иберийского и Аравийского континентальных мегаблоков.

Наиболее загадочной представляется эволюция современных островодужных окраин, которую в последнее время стали связывать с внедрением мантийных диапиров на границе континент — океан [Karig, 1972]. История этих окраин запечатлелась в системах подводных вулканических хребтов, активных и остаточных, разделенных молодыми впадинами с океанической корой. Анализ тектонической ситуации в каждом конкретном регионе, в частности по западной периферии Тихого океана, приводит к выводу о существовании одного или нескольких очагов (центров генерации) разуплотненного мантийного вещества, подъем которого к поверхности приводил к разрыву сплошности древней и к формированию новой океанической, а затем и континентальной коры. В большинстве случаев в пределах одного достаточно крупного сегмента переходной зоны находится лишь один такой очаг, с которым связано развитие единичного мантийного диапира. Его внедрение сопровождается возникновением относительно небольших вулканических дуг, отделенных от края континента впадиной океанического типа. Примером может служить Никобарская дуга Андаманского моря, а также Эгейская дуга, развитие которой, по-видимому, только еще начинается.

Подъем разуплотненных подкоровых масс не всегда постоянен во времени. Его ослабление приводит к затуханию спрединга в окраинной океанической впадине и к снижению вулканической активности фронтального хребта, отделяющего эту впадину от океана. Напротив, внедрение новых крупных масс подкорового вещества вызывает не только оживление этих

процессов, но часто расщепление старой фронтальной дуги на новую вулканическую дугу и неактивный остаточный хребет. По существу, в данном случае можно говорить о внедрении нового мантийного диапира, связанного со старым очагом генерации. Исходя из этой концепции, можно утверждать, что количество остаточных хребтов в переходной зоне говорит о числе повторных "инъекций" мантийного материала, а возраст коры в разделяющих эти хребты впадинах — о времени внедрения [Конюхов, 1979]. В этом смысле сегмент Филиппинского моря можно рассматривать как область развития разновозрастных мантийных диапиров, поднимавшихся из одного очага. С первым было связано формирование западной части моря, со вторым — впадины Паресе-Вела, с третьим — Западно-Марианского трога (современной междуговой впадины). Эти впадины разделены хребтами Кюсю-Палау и Западно-Марианским.

В Соломоновом море также известны два остаточных хребта — Вудларк и Поклинтон, расположенные за активной Новобританской вулканической дугой. Последняя разделяет впадины Соломонова и Новогвинейского морей. Растяжения во впадине Новогвинейского моря сопровождаются поглощением более древних участков коры во впадине Соломонова моря. В то же время спрединг зафиксирован в находящейся южнее впадине Вудларк. В данном случае можно говорить о подъеме мантийного материала из двух независимых очагов генерации. Очаг, находящийся в районе впадины Вудларк, более древний. С его существованием связано несколько "инъекций" подкорового материала, что нашло отражение в появлении остаточных хребтов Вудларк и Поклинтон. Последний обрамлен с юга древним глубоководным желобом, засыпанным осадками.

Подток мантийного вещества к поверхности, даже если он осуществляется из одного очага, нередко происходил по нескольким пространственно разобщенным каналам, что вело к разрыву сплошности коры не на одном, а на нескольких участках и к возникновению нескольких центров формирования новой океанической коры. Примером подобного региона, эволюция которого связана с внедрением множественных разновозрастных мантийных диапиров одной генерации, является, на наш взгляд, Северо-Фиджийская впадина. В этом сегменте обширной зоны перехода от Новогвинейско-Австралийского мегаблока к Тихому океану сложилась система конвергентно падающих зон Заварицкого—Беньофа, одна из которых связана с дугой Тонга—Кермадек, а другая — с Новогвинейско-Австралийской островной дугой. В регионе, расположенном между вышеназванными активными вулканическими дугами, установлено в последнее время несколько участков, в пределах которых в современную геологическую эпоху или в недалеком прошлом происходило формирование молодой океанической коры.

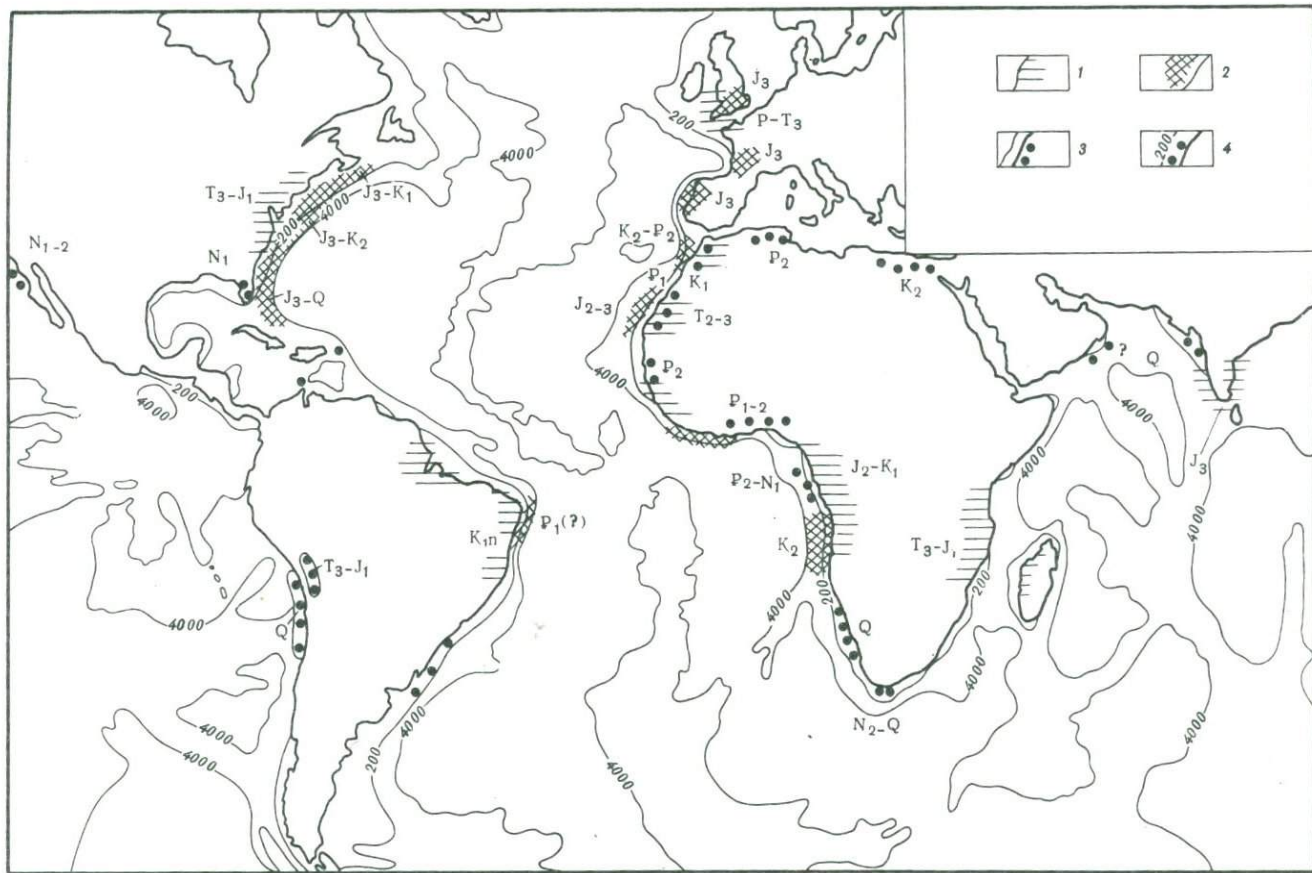
Прежде всего это впадина Лау, заключенная между хр. Тонга на востоке и хр. Лау на западе. Рельеф дна, геофизические и геотермические характеристики, отсутствие осадочного покрова — все это свидетельствует о продолжающемся здесь активном спрединге дна. Этот типичный междуговой бассейн связан с восточной ветвью фиджийского мантийного диапира. Центральная его ветвь обнаруживается к востоку и северо-востоку от о-вов Фиджи, где также выявлены признаки, позволяющие говорить о недавнем раздвижении дна [Watts et al., 1977]. Наконец, на западе от плато Фиджи установлен еще один крупный центр спрединга, связанный с западной вет-

вью того же диапира [Chase, 1971]. Таким образом, налицо три независимых центра спрединга дна, обусловленные, видимо, подъемом подкорового вещества из одного и того же очага генерации.

Еще одну группу островодужных зон перехода составляют области сопряженного мантийного диапризма. Они связаны с внедрением единичных мантийных диапиров на соседних участках окраины, в результате которого образовалась система фронтальных и тыловых активных вулканических дуг, сочлененных наподобие наложенных чешуй. Как правило, в подобных зонах перехода отсутствуют остаточные хребты и междуговые впадины. Строение их довольно однотипно: глубоководная котловина — фронтальный хребет с аккреционной осадочной призмой — глубоководный желоб. Характерно длительное развитие мантийного диапира, вследствие которого формируется нерасщепленная вулканическая дуга на мощном доколе. Сопряженные мантийные диапиры связаны с различными очагами, о чем свидетельствует отсутствие единой фронтальной вулканической дуги и возникновение небольших тыловых дуг. Некоторые из них в настоящее время утратили активность. Примером подобной зоны перехода может служить Охотско-Япономорский сектор с Курильской, Идзу-Бонинской, Японской фронтальными дугами и тыловой активной дугой Рюкю. Другая, ныне неактивная тыловая дуга прослеживается от о-ва Хоккайдо к о-ву Сахалин.

Сравнительный анализ геотектонического состава отложений на пассивных и активных окраинах материков. Накопленные к настоящему времени данные свидетельствуют об отчетливо асимметричном расположении ряда мезозойских и кайнозойских геотектонических зон в современных зонах перехода с активным и пассивным тектоническим режимом. Действительно, для атлантических окраин характерно широкое развитие соленосных и карбонатных отложений, появление в разрезах на определенных этапах эволюции специфических толщ с магнезиальными силикатами (рис. 1, 2), морских пестроцветных глин, элювиальных бокситоносных покровов, а также глинистых и карбонатно-глинистых отложений с прослоями морских углеродистых "сланцев" (черных глин) (рис. 3), терригенных и карбонатных комплексов приливно-отливных равнин, различных по составу толщ турбидитов, а также терригенных глубоководных осадков — контуритов, своего рода глубоководного "аллювия".

Активные окраины более разнообразны и менее близки между собой в отношении геотектонического состава отложений. Главное, что их объединяет, — это широкое распространение вулканогенных и вулканогенно-осадочных комплексов отложений, геотектонических терригенных кластических осадков (пород), в том числе специфического грауваккового и граувакково-аркозового состава; повсеместное присутствие в тыловых районах окраины молассовых, угленосных и (или) соленосных образований; широкий временной диапазон развития кремнистых пород, в том числе пресноводного и апвеллингового генезиса [Конюхов, 1977] (на пассивных окраинах они широко распространились лишь начиная с эоцена). В то же время следует отметить изменчивую роль карбонатных отложений в разрезах активных окраин различного типа: на одних окраинах они занимают важное место среди осадочных образований (островодужные переходные зоны и окраины андийского типа), на других были явно подавлены на



протяжении большей части мезозоя и кайнозоя (невадийский тип активных окраин). Напомним, что геотформации рифовых, водорослевых и других известняков сыграли весьма важную роль на определенном этапе эволюции пассивных окраин. Ими во многих районах образован первичный уступ материкового склона. Не менее широко они были представлены и в последующие эпохи.

Только на ранних этапах мезозойско-кайнозойского цикла развития тихоокеанские окраины Северной и Южной Америки были близки между собой в отношении геотформационного состава отложений. Наиболее же разнообразный спектр осадочных образований мы встречаем в зонах перехода островодужного типа. Именно с этими окраинами связан тот ряд геотформаций, который довольно часто встречается в древних геосинклинальных поясах и считается классическим. Это спилито-диабазо-кератофировая геотформация и сланцево-граувакковая формация ранних этапов развития геосинклинали — флишевые формации "зрелых" геосинклинальных прогибов — нижние и верхние молассы орогенных этапов [Хаин, 1973]. Первые две геотформации, вероятно, характерны для стадии внедрения мантийного диапира и заложения вулканической дуги и впадины окраинного моря. Флишевые формации отвечают стадии существования глубоководной окраинной впадины и глубоководного желоба. Наконец, накопление моласс связано с этапом замыкания окраинного бассейна и присоединения островной вулканической дуги к краю континента (в случае аккреционной окраины — с периодом замыкания преддугового прогиба и орогенеза в пределах древней аккреционной призмы).

На андийских окраинах флишевые геотформации совершенно выпадают из разреза. Аналогом аспидной формации на окраине Перу, по-видимому, можно было бы считать отложения группы Пукара. Однако недавно опубликованные данные [Loughman, Hallam, 1982] свидетельствуют о том, что они представляют собой типично апвеллинговые образования (обогащенные ОВ глины, кремнистые породы и фосфориты), т.е. их происхождение обусловлено не столько региональными тектоническими, сколько глобальными климатическими причинами. Из классического ряда здесь мы находим лишь верхние красноцветные молассы, которые распространены на андийских окраинах в широком временном диапазоне, на значительных пространствах и отличаются большой мощностью.

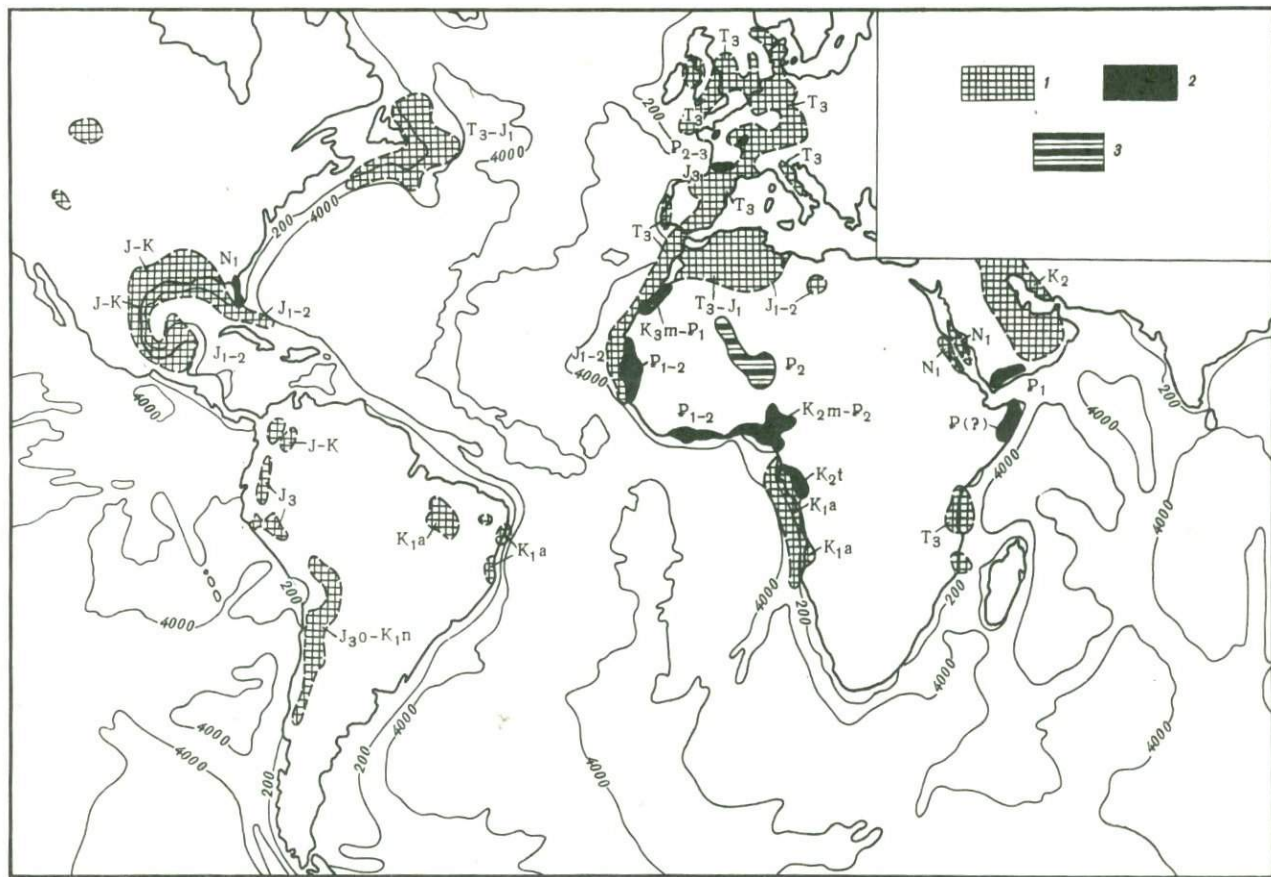
Напротив, на окраинах невадийского типа, начиная с юры, важнейшее значение приобретают флишевые и флишеподобные образования — отложения подводных конусов выноса в преддуговых впадинах и древних желобах. В то же время отложения типа моласс распространены здесь довольно узко и приурочены к небольшим впадинам в тыловой части окраины.

Осадочные полезные ископаемые материковых окраин, некоторые



Рис. 1. Формации континентальных моласоидных отложений, рифовых известняков и фосфориты на пассивных окраинах материков

1, 2 — области распространения: 1 — континентальных моласоидных отложений, 2 — древних рифовых комплексов; 3 — месторождения фосфоритов в надводной части окраин; 4 — скопления конкреций фосфоритов на шельфе и материковом склоне



особенности их распространения и формирования. Современные материковые окраины являются богатой кладовой разнообразных ископаемых, среди которых важное место занимают полезные ископаемые осадочного генезиса. Прежде всего это фосфориты, бокситы, осадочные железные и марганцевые руды, месторождения полиметаллов в виде россыпей и оруденений, связанных с процессами постседиментационного перераспределения вещества. К минеральным ресурсам окраин относятся также разнообразные соли, строительные материалы и даже такое экзотическое образование, как гуано — скопления птичьего помета, являющегося ценным минеральным удобрением.

Одними из основных богатств зон перехода от континента к океану по праву считаются горючие ископаемые: нефть, газ, уголь, горючие сланцы, асфальтиты и др. Подробный анализ особенностей распространения, запасов, возраста, залегания и генезиса полезных ископаемых, встречающихся на современных окраинах материков, по-видимому, является делом будущего, так как крупные обобщения по этому вопросу в настоящее время отсутствуют (если не считать нескольких тематических сборников и статьи М. Крукшенка в книге "Геология материковых окраин", т. 3)¹.

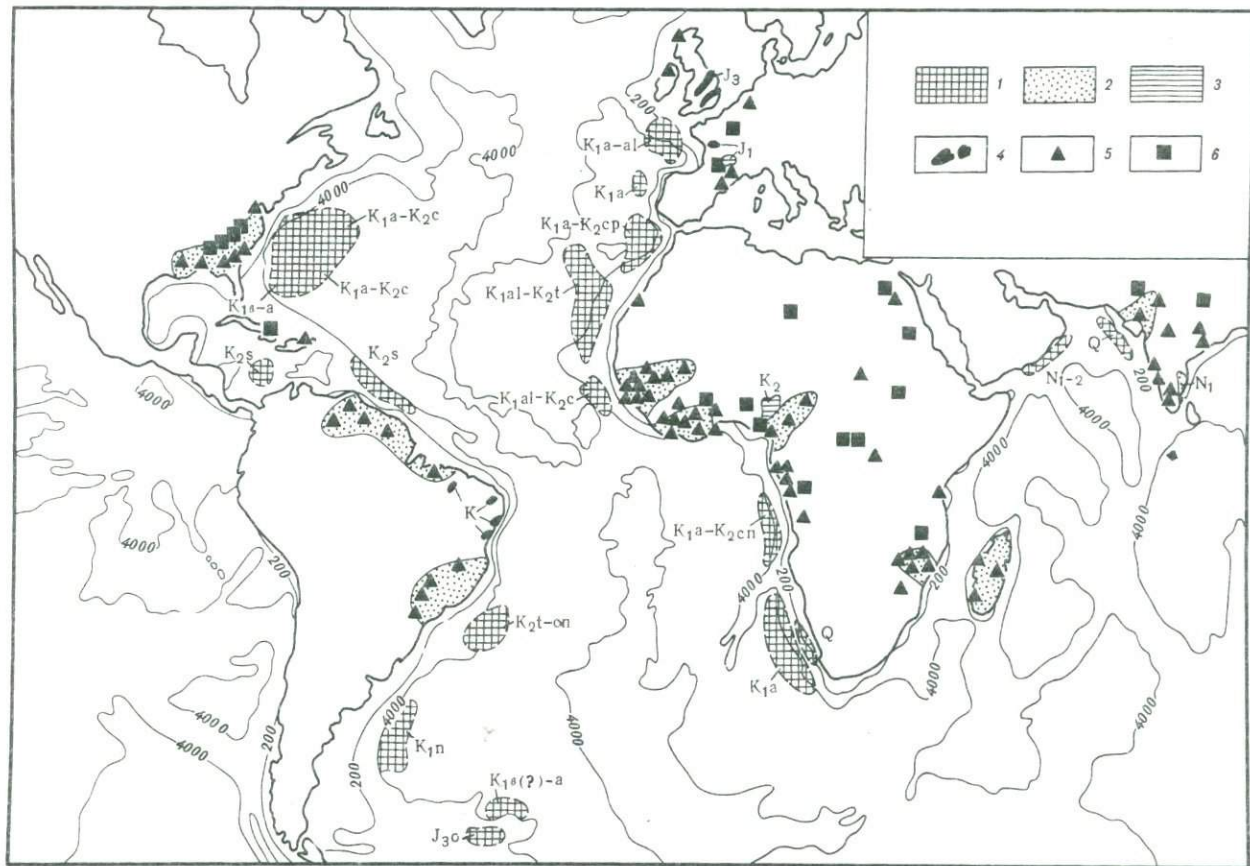
В основном имеющиеся в научной литературе разрозненные сведения касаются отдельных месторождений, районов распространения или видов полезных ископаемых. Поэтому в данной работе не представляется возможным дать сколько-нибудь полный обзор по этому вопросу. Да автор и не ставил перед собой такой задачи, так как подобное исследование может быть выполнено лишь большим коллективом ученых, специализирующихся на поисках и разведке различных видов минерального сырья. Одной из целей данного исследования был анализ приуроченности тех или иных полезных ископаемых к определенным осадочным геотектоническим типам материковых окраин (либо к конкретным стадиям в их развитии).

П а с с и в н ы е о к р а и н ы. Среди широкого разнообразия осадочных геотектонических формаций, получивших развитие на окраинах в областях с пассивным тектоническим режимом, некоторые представляют особый интерес, так как с ними регионально связаны те или иные виды полезных ископаемых. Так, красноцветные молассоидные отложения, слагающие базальные горизонты и толщи в осадочном чехле многих пассивных окраин, довольно часто вмещают залежи полиметаллических руд, как в виде россыпей, так и главным образом в форме оруденений, связанных, по-видимому, с постседиментационным перераспределением (растворением и переотложением) различных минеральных компонентов пород. Месторождения полиметал-

¹ В этом отношении больше всего повезло горючим ископаемым, которым посвящено несколько фундаментальных работ, в том числе монографии Б.А. Соколова, А.Г. Гайнанова, Д.В. Несмеянова, А.М. Серегина [1973], А.К. Матвеева [1966, 1969, 1974] и др.

Рис. 2. Соленосные формации и толщи магнезиальных глин на пассивных окраинах материков

1 — соли; 2 — магнезиальные глины (пальгорскит-сепиолитовые) в пределах материковых окраин; 3 — магнезиальные глины во внутриконтинентальных районах



лических руд в красноцветях триаса, юры или мела открыты во многих приокеанических районах Африканского континента: в Марокко, Алжире, Габоне, Заире и других странах [Саїа, 1976]. Они приурочены к горизонтам песчаников или конгломератов в толщах континентального генезиса, прежде всего к аллювиальным отложениям и образованиям пролювиальных конусов выноса.

Открытию подобных оруденений на других материковых окраинах препятствует глубокое залегание континентальных красноцветов, сформировавшихся в эпохи заложения этих окраин. Лишь в областях эпиплатформенного орогенеза (в том числе на окраинах Африки) рассматриваемые толщи выведены на поверхность или залегают вблизи нее, что облегчает разведку и эксплуатацию данного вида минерального сырья. Учитывая это обстоятельство, к наиболее перспективным на полиметаллы осадочного генезиса можно отнести, помимо различных приокеанических районов Африки, в том числе Восточной, также окраины Восточной Бразилии, Южной Индии и, возможно, Антарктиды, где достаточно широко представлены красноцветные континентальные формации начальных эпох рифтогенеза и заложения молодых впадин с океаническим типом коры.

Соленосные геотформации, также широко представленные на пассивных окраинах, развиты преимущественно в области шельфа, склона и подножия и редко выходят на сушу. В большинстве случаев эти отложения представлены минералами, характерными для прибрежных и континентальных сабкх. Это гипс, ангидрит, доломит, галит и магнезит. Однако в приокеанических бассейнах Анголы и Бразилии мощные толщи аптских солей сложены преимущественно карналитом, сильвином и тахидритом [Wardlaw, 1972]. Калийные соли довольно редки в указанных толщах, так как их образование связано с отложением из сильно концентрированных рассолов, которые почти не образуются в условиях материковых окраин. Разработка минеральных солей здесь только еще начинается. Запасы этого минерального сырья особенно велики на окраинах в Северной и Центральной Атлантике. Однако соленосные отложения являются также прекрасными флюидоупорами. С этим обстоятельством связана широкая приуроченность скоплений горючих ископаемых — нефти и газа к подсолевым отложениям на ряде материковых окраин, например в Анголе. Соляной диапиризм способствует возникновению разнообразных структурных ловушек в вышезалегающих горизонтах осадочного чехла. В этом отношении районы распространения мезозойских солей на пассивных окраинах представляют особый интерес, так как при прочих равных условиях здесь создается более благоприятный структурно-тектонический фон для формирования скопленных УВ.

Одним из самых распространенных полезных ископаемых материковых окраин являются фосфориты. У многих исследователей не вызывает сомне-

Рис. 3. Каустобиолиты (угли и горючие сланцы озерного генезиса) и обогащенные ОВ (СК) морские отложения на пассивных окраинах материков

Отдельно показаны месторождения бокситов и осадочных железных руд мезозойского и кайнозойского возраста

1 — морские отложения, обогащенные ОВ(СК), — "черные глины"; 2 — зоны активного латеритного бокситообразования в мезозое и кайнозое; 3—6 — месторождения: 3 — углей, 4 — горючих сланцев, 5 — бокситов, 6 — осадочных железных руд

ния связь этих образований с отложениями зон древних апвеллингов [Батурин, 1978; Покрышкин и др., 1978; Конюхов, 1981]. В последнее время подтверждается существование тесной ассоциации между фосфоритами, развитыми в пределах материковых окраин, и горючими сланцами, кремневыми породами, а также магнезиальными силикатами. Особенно интересны факты сонахождения фосфоритов и магнезиальных глин позднемезозойско-раннекайнозойского возраста. И те и другие встречаются в одних и тех же районах и имеют близкий, если не одинаковый возраст. В качестве примеров достаточно упомянуть маастрихтские, палеоценовые или лютетские фосфориты и палыгорскиты Западной Сахары, Мавритании, Марокко, Сенегала, Того-Нигерийского региона, а также миоценовую толщу Флориды. В связи с этим обнаружение в пределах окраины толщ магнезиальных глин делает ее перспективной в отношении фосфоритов. К таковым, на наш взгляд, относятся, помимо окраин Западной и Северной Африки и Флориды с уже открытыми месторождениями этого минерального сырья, также окраины Южной Аравии и Сомали, где известны магнезиальные силикаты кайнозойского возраста.

Интересны с точки зрения поисков фосфоритов и районы, где встречаются парагенезы кремнистых пород и горючих сланцев ("черных глин") морского генезиса, которые также принадлежат к апвеллинговым образованиям. В последнее время они описаны в бассейнах Тарфая-Аюн, Дуала и др. С отложениями зон регионального апвеллинга связаны не только залежи фосфоритов, но и скопления редких и рассеянных элементов, в частности урановых и ванадиевых руд, геохимически тесно ассоциированных с ОВ, накопление которого принимает гигантские масштабы в зонах повышенной биопродуктивности, чаще всего в областях устойчивого подъема глубинных вод.

Подъем глубинных вод может происходить в пределах материковой окраины любого типа, и при этом в поверхностном слое осадочного плаща обычно начинается формирование фосфоритов и углеродистых, обогащенных ОВ (СК) и различными редкими и рассеянными элементами осадков. Однако особенно благоприятные условия для образования крупных скоплений фосфоритов, вероятно, складывались в геологическом прошлом на окраинах платформенных пенеппенов, характеризовавшихся широкими шельфами и слабым поступлением терригенного материала с суши. Именно на окраинах этого типа сформировались в позднем мезозое и раннем кайнозое наиболее крупные месторождения фосфоритов (см. рис. 1). Выведенные в процессе позднекайнозойского эпиplatformенного орогенеза на поверхность, они стали доступны для эксплуатации. Однако и на других окраинах в пределах современного шельфа могут быть открыты крупные скопления фосфоритов, связанные с зонами древних апвеллингов.

Одним из слабо используемых видов минерального сырья, широко распространенного в пределах материковых окраин, являются глауконитовые пески, отличающиеся высокими содержаниями таких элементов, как Fe, Al, K, Si и др. Их запасы на пассивных окраинах огромны. Только на атлантической окраине США запасы основного полезного компонента в них достигают 5 млрд. т [Крукшенк, 1978]. Несомненно, что это большой резерв на будущее, когда будут разработаны экономичные методы добычи полезных ископаемых с глубоко погруженных участков морского дна.

Важным резервом являются также россыпные месторождения, связанные с песками древних и современных дюн на побережье, а также с песками в прибрежной части шельфа, где под воздействием волн происходит естественное шлихование терригенного кластического материала и обогащение осадка тяжелыми компонентами. Во многих странах эти образования уже активно разрабатываются.

К пассивным материковым окраинам приурочен и другой важнейший вид осадочных полезных ископаемых — бокситы. Анализ распространения и времени образования основных месторождений бокситов, выполненный С.Т. Акаемовым, В.А. Теняковым и др. [1975], показывает, что они встречаются в основном в приокеанических районах континентов, непосредственно примыкающих к пассивным окраинам, причем к тем из них, которые в позднем, реже в раннем кайнозое и мезозое, испытали тектоническую активизацию и в течение долгого времени развивались как окраины эпиплатформенных орогенных поднятий. Необходимым условием развития бокситоносных кор выветривания было также господство гумидного тропического климата на этих территориях. Месторождения бокситов особенно широко распространены в приокеанических районах Западной и Восточной Африки, в периферийных областях Бразильского щита (Суринам, Бразилия), на Индостанском субконтиненте, на о-ве Шри Ланка (см. рис. 3). В основном это позднекайнозойские образования (в Западной Индии эоценовые). Бокситопроявления известны также и в областях более раннего эпиплатформенного орогенеза, например в мезозойских отложениях так называемой суши Эбро [Peubernes, 1978].

Таким образом, представляется важным вывод о приуроченности бокситов к окраинам эпиплатформенных орогенных сооружений, располагавшихся в течение длительного времени в зоне теплого гумидного климата. Чем древнее время эпиплатформенного орогенеза, тем меньше шансов на сохранение бокситов, поэтому самыми богатыми остаются области позднекайнозойской тектонической активизации.

Так как теплый гумидный климат широко распространился на пассивных окраинах, в частности на окраинах восточной части Атлантики, только в раннем мелу (неоком — баррем — апт), что совпало во времени с тектонической активизацией расположенных здесь материковых окраин, эти последние можно считать перспективными в отношении бокситов раннемелового возраста. Однако последующие трансгрессии моря, вероятно, могли уничтожить месторождения этих бокситов, о чем свидетельствует происшедшая здесь в позднем мелу — палеогене значительная нивелировка наземного рельефа.

Истощение месторождений во многих традиционных районах добычи нефти и газа стало причиной резкой активизации геологопоисковых работ в прилегающих к суше акваториях. В последние десятилетия именно здесь было открыто большинство новых крупных месторождений. В настоящее время уже доказана нефтегазоносность многих осадочно-породных бассейнов материковых окраин. На пассивных окраинах районами добычи нефти и газа стали бассейны Суэцкого залива, Красного моря, Св. Лаврентия, Западно-Английский (класс рифтовых бассейнов)¹; Северо-Европейский

¹ В этом разделе автор использует классификацию осадочно-породных нефтегазоносных бассейнов, разработанную Б.А. Соколовым [1980].

(синеклизного типа); Камбайский, Сан-Хорхе, Баия, Нигерийский, Усть-Конголезский (окаинно-рифтовые бассейны); Лабрадорский, Ньюфаундлендский, Ново-Шотландский, Джорджес, Габонский, Ангольский, Сержипе-Алагоас, Карнарвон и др. (периклинально-платформенный тип); Северо-Черноморский, Бофорт-Маккензи (перикратонный тип бассейнов).

Не останавливаясь на характеристике каждого бассейна в отдельности, открытых в них месторождений и продуктивных комплексов отложений, так как их описание дано в других специальных работах [Соколов и др., 1973; Высоцкий и др., 1981; Соколов, 1980; Строеие ..., 1981], проанализируем приуроченность уже открытых скоплений углеводородов (УВ) к различным типам материковых окраин. Первое, что обращает внимание, — это высокая перспективность бассейнов, находящихся в пределах относительно молодых окраин (Суэцкий залив, Красное море, Лабрадорское море), а также бассейнов на окраинах авлакогенов и рифтов (бассейны Нигерийский, Усть-Конголезский, Камбайский, Баия, Сан-Хорхе и др.). Второе — это большое количество месторождений, открытых в областях соляного диапиризма (Ангольский, Габонский, Сержипе-Алагоас, Ново-Шотландский, Джорджес и др.). Первое обстоятельство обусловлено, по-видимому, высокими скоростями осадконакопления, характерными для молодых окраин (зон недавнего рифтогенеза), а также для окраин авлакогенов (окаинных рифтов). Причем в разрезах этих областей преобладают толщи, характеризующиеся переслаиванием дельтовых и прибрежно-морских, терригенных и карбонатных отложений. Второе обстоятельство связано с благоприятными структурными условиями для формирования залежей в осадочном чехле окраин, где наблюдаются явления соляного диапиризма: наличием большого числа ловушек. Следует отметить, что и многие другие нефтегазонасыщенные бассейны расположены в тех зонах перехода с пассивным тектоническим режимом, где на ранних этапах эволюции существовали окаинные рифты или авлакогены (Балтиморский, Ньюфаундлендский, Марокканский, Сенегальский и др.), крупные грабенообразные структуры (Западно-Английский, Шотландский, Кельтский грабены) либо впадины, наложенные на погребенные рифтовые системы (Северо- и Южно-Североморская). Так, впадины Северного моря развились на месте субмеридиональных рифтовых систем, из которых самой крупной является Срединно-Североморская, образованная рифтами Викинг, Экофиск, Фортиз, Датским и др. и имеющая протяженность более 1000 км. Пространственное размещение месторождений нефти и газа, общие запасы которых превышают 6 млрд. т (в пересчете на нефть), свидетельствует об их генетической связи с погребенными рифтами (авлакогенами), большая часть которых заложилась еще в перми.

Меньше всего месторождений было открыто на окраинах пенепленизированных областей древних кратонов. Так, на огромной по протяженности атлантической окраине США скопления УВ встречены либо в зонах развития мезозойских солей (Ново-Шотландский бассейн, бассейн Джорджес), либо в районах выхода к океану древних авлакогенов (Балтиморский трог). На остальных участках поиски нефтегазовых залежей до сих пор не увенчались успехом. Аналогичное положение и на атлантической окраине Аргентины, где месторождения нефти и газа известны только в бассейнах, связанных с древними грабенообразными структурами, такими, как Сан-

Хорхе и Пелотас. На окраинах эпиплатформенных орогенных сооружений находятся преимущественно небольшие осадочно-породные бассейны, для которых характерны мелкие одиночные месторождения (бассейны Комоз, Эспирито-Санто, Сьерра-Леоне, восточная часть Камерунского бассейна).

Таким образом, даже беглый анализ размещения скоплений нефти и газа на пассивных окраинах различного типа свидетельствует об их различной перспективности. На первом месте, несомненно, находятся окраины авлакогенов и окраинных рифтов, а также молодые окраины, что определяется благоприятным сочетанием генетических типов отложений: дельтовых и подводнодельтовых терригенных комплексов, характеризующихся переслаиванием глин, песчаников и алевролитов, либо лагунных карбонатных образований, перекрытых горизонтами глин прибрежно-морского или континентального генезиса. Во многих случаях указанные отложения обогащены благородным алиновым либо смешанным алиново-арконовым ОВ. Большое значение имеют непрерывность и высокие скорости аккумуляции отложений в этих зонах.

Менее перспективны в отношении горючих ископаемых (если не считать маломощные пласты бурых углей) длительно развивавшиеся окраины пепленизированных областей кратонов, что связано прежде всего с фациальным составом отложений — преобладанием терригенных кластических разностей и известняков при недостатке региональных флюидоупоров. Отрицательным обстоятельством является также отсутствие крупных ловушек. ОВ в шельфовых осадках этих окраин представлено преимущественно арконовым типом и лишь в аридных зонах — алиновым. Поэтому следует ожидать, что эти окраины, вероятнее всего, будут характеризоваться региональной газоносностью. Поиски же нефти в их пределах следует, видимо, ориентировать на среднюю часть осадочного чехла, т.е. на рифовые карбонатные и подстилающие отложения. Эти комплексы залегают ныне в пределах глубоководных участков (внешний шельф — континентальный склон). Поэтому разведка этих отложений — дело будущего.

Менее перспективны пассивные окраины в отношении угля. Здесь известны всего два крупных угленосных бассейна, в которых развиты угли мезозойского или кайнозойского возраста. Это бассейн Энугу в Нигерии и бассейн Нейвели в восточной части Индии [Матвеев, 1966, 1969, 1974]. Многочисленные горизонты бурых углей и торфов, встречающиеся на разных пассивных окраинах, не представляют практического интереса из-за их малой мощности и невыдержанности по площади.

А к т и в н ы е о к р а и н ы. Основным богатством этих окраин являются рудные полезные ископаемые магматического, гидротермального и метаморфического происхождения. Среди полезных ископаемых осадочного генезиса ведущее место занимают уголь, нефть и газ, а также фосфориты, марганцевые руды, россыпные месторождения металлов и строительные материалы. Бокситы практически отсутствуют на активных окраинах, встречаясь главным образом на островах остаточных (неактивных) или фронтальных вулканических дуг. Здесь они образуются при разложении пирокластического материала в карстовых полостях, которые возникают в массивах рифовых и других известняков. Другой тип месторождений связан с действием кислых гидротермальных растворов на вулканические и магматические породы. Разложение минералов на окислы и выпадение

окислов Al в виде гелей при смешении речных и морских вод наблюдал К.К. Зеленев [1972] в прибрежных районах Индонезии. Сходным образом формируются и небольшие железорудные месторождения (Камчатка, острова Курильской гряды). Впрочем, подобные скопления полезных ископаемых имеют скорее научный, чем практический, интерес.

Одним из важных видов минерального сырья активных окраин являются фосфориты. Здесь они, так же как и в переходных зонах с пассивным тектоническим режимом, связаны с зонами подъема глубинных вод. Неоднократная эрозия, которой подверглись мезозойские отложения внешнего шельфа и склона на тихоокеанских окраинах Северной и Южной Америки, не способствовала сохранению здесь отложений апвеллингового генезиса. Вместе с тем в этих районах древней тихоокеанской окраины США известна богатейшая фосфоритоносная провинция Фосфория (штаты Айдахо и Вайоминг), приуроченная к пермским отложениям. В Северном Перу в последнее время в отложениях группы Пукара (триас) были описаны фосфориты, а также горизонты битуминозных глин и горючих сланцев. Более детальное исследование древних осадочных толщ континентально-океанского генезиса позволит выявить и другие комплексы фосфоритоносных отложений. В кайнозойских разрезах эти последние сохранились гораздо лучше. Фосфориты и горючие сланцы широко распространены в разрезах формации Монтерей позднемиоценового возраста (окраина Калифорнии). Фосфориты широко распространены на островах Тихого океана, в том числе в Микронезии и Меланезии, на Тайване и в других районах. Типично апвеллинговые образования встречаются и на островных дугах типа Японской. Примером могут служить среднемиоценовые отложения, встреченные в 56-м рейсе б/с "Гломар Челленджер", на тихоокеанском склоне о-ва Хонсю. Толщи морских кремнистых отложений, в высокой степени обогащенных ОВ (СК), широко распространены в различных районах о-ва Сахалин. Здесь также можно рассчитывать на открытие залежей фосфоритов. Впрочем, отложения, высоко обогащенные кремнеземом, сами по себе являются важным минеральным сырьем.

На активных окраинах известны и марганцевые рудопроявления. Чаще всего они связаны с аккреционными комплексами отложений, включающими аллохтоны древней океанической коры. Так, залежи марганца встречаются в разрезах францисканского комплекса Калифорнии. Впрочем, обогащенные марганцем горизонты и пачки описаны и в вулканогенно-осадочных толщах мезозоя на андийских окраинах (аргентино-чилийский сектор). Генезис подобных отложений не всегда ясен. Следует также упомянуть чрезвычайно широкое распространение металлоносных песков прибрежно-морского происхождения. С ними связаны месторождения Ti, Sn, Cu, W и других металлов. Часть подобных залежей активно разрабатывается как в континентальной, так и морской части активных окраин (например, в Таиланде), другие находятся в состоянии разведки.

Широко развиты на активных окраинах угленосные отложения, характерные для тыловых районов – прибрежной равнины и межгорных впадин. Они встречаются также в мелких и крупных грабенах на островах зрелых вулканических дуг (Японские острова).

Представление о распространении углей и других горючих ископаемых в Тихоокеанском регионе дает "Карта нефтегазоносности и угленосности Ти-

хоокеанского подвижного пояса и Тихого океана”, составленная при участии Н.А. Еременко, Л.И. Красного, В.В. Федьинского, А.К. Матвеева, Ю.Р. Мазора и Л.Э. Левина [1978]. Имеющиеся в объяснительной записке к этой карте данные, а также сведения, приводимые в других источниках, свидетельствуют о широком разнообразии структурно-тектонических условий нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции на активных окраинах. Наиболее богатыми в отношении нефтяных и газовых скоплений являются бассейны бордерлендов: Грейт Велли, Вентура, Санта Барбара, Санта Мария, Лос-Анджелес и др. Все они отличаются значительной мощностью осадочного чехла, наличием многопластовых месторождений, в которых главную роль играют нефтяные скопления. В этих бассейнах продуктивны верхне-мезозойские и главным образом кайнозойские терригенные отложения, являющиеся образованиями дельт и подводных конусов выноса (турбидиты). Переслаивание кластических пород – песчаников и конгломератов с горизонтами глин и алевритистых глин (флюидоупоров), зачастую обогащенных ОВ (СК) алинового или смешанного состава, высокий темп прогибания и накопления отложений и достаточно высокий тепловой поток – все это обеспечивает благоприятные условия для формирования богатых месторождений УВ. Перспективы открытия новых скоплений в морских впадинах бордерлендов, подобных калифорнийскому (где к настоящему времени открыто более 300 месторождений), весьма высоки.

Крупные аккреционные сооружения известны и в других активных переходных зонах, например перед дугой Рюкю во впадине Сикоку, дугой Поклинтон в Коралловом море, Малой Антильской дугой в Карибском регионе (о-в Барбадос). По-видимому, восточные районы о-ва Сахалин также можно рассматривать в качестве древнего бордерленда, осложненного крупными седиментационными впадинами. Весьма вероятно, что развитые здесь толщи кайнозойских терригенных отложений имеют подводносклоновое происхождение.

Впадины аккреционных сооружений особенно перспективны в отношении нефтяных скоплений, так как в тонкозернистых отложениях из разрезов этих районов, отличающихся повышенными содержаниями $C_{орг}$ и битуминозных компонентов, преобладает алиновый тип ОВ (СК). Рассматриваемые впадины принадлежат к разряду фронтально-дуговых бассейнов. По существу, их изучение и поиски скоплений УВ здесь только еще начинаются. В некоторых подобных бассейнах (Никобарский бассейн к северу от о-ва Суматра, бассейн о-ва Барбадос) уже открыты газовые и нефтяные месторождения.

Значительными запасами характеризуются некоторые преддуговые бассейны, приуроченные к окраинам андийского типа. Наиболее известный среди них – Гуаякильский бассейн (шельф Эквадора и Северного Перу).

Наименее изучены бассейны междугового типа и окраинных морей. Большой интерес здесь представляют впадины в погруженной части континента, например в северной части Охотского и Берингова морей.

Несомненно, что нам еще очень мало известно о минеральных ресурсах материковых окраин, расположенных в областях с пассивным и активным тектоническим режимом. Дальнейшие исследования в этих обширных регионах должны привести к открытию новых и значительных месторождений нефти, газа, фосфоритов, различных руд и других полезных ископаемых.

ЛИТЕРАТУРА

- Акаемов С.Т., Пастухова М.В., Теняков В.А., Ясаманов Н.А.* Время и условия формирования бокситов латеритных покровов экваториальной зоны Земли. — В кн.: Проблемы генезиса бокситов. М.: Наука, 1975, с. 9–22.
- Батурич Г.И.* Фосфориты на дне океанов. М.: Наука, 1978. 231 с.
- Высоцкий И.В., Оленин В.Б., Высоцкий В.И.* Нефтегазосные бассейны зарубежных стран. М.: Недра, 1981. 480 с.
- Зеленов К.К.* Вулканы как источник рудообразующих компонентов осадочных толщ. М.: Наука, 1972. 214 с.
- Карта нефтегазосности и угленосности Тихоокеанского подвижного пояса и Тихого океана. Масштаб 1:10000000/Под ред. Н.А. Еременко, Л.И. Красного, В.В. Федьинского: Объяснительная записка, М., 1978. 230 с.
- Конохов А.И.* Литология мезо-кайнозойских отложений на современных окраинах материков. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1977, № 3, с. 69–79.
- Конохов А.И.* Зоны перехода в областях развития молодой континентальной и океанической коры. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1979, № 6, с. 24–37.
- Конохов А.И.* Зональность осадкообразования на пассивных материковых окраинах. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1980а, № 4, с. 32–41.
- Конохов А.И.* Обстановки накопления осадков и их отражение в геотектонических материковых окраинах. — В кн.: Типы осадочных формаций нефтегазосных областей. М.: Наука, 1980б, с. 64–96.
- Конохов А.И.* Углеродистые отложения в зонах регионального апвеллинга. — В кн.: Проблемы осадочной геологии докембрия. М.: Наука, 1981, вып. 7, кн. 1, с. 188–204.
- Конохов А.И.* Геологическая история пассивных окраин материков в Атлантическом океане. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1982, № 6, с. 109–121.
- Круковский М.* Минеральные ресурсы континентальных окраин. — В кн.: Геология континентальных окраин. М.: Мир, 1978, т. 3, с. 328–362.
- Ломизе М.Г.* Тектонические обстановки геосинклинали вулканизма: Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. М.: МГУ, 1980. 35 с.
- Матвеев А.К.* Угольные месторождения зарубежных стран. Западная Европа, Азия. М.: Недра, 1966. 460 с.; Африка. 1969. 127 с.; Америка, Антарктида. 1974. 235 с.
- Милановский Е.Е.* Рифтовые зоны континентов. М.: Недра, 1976. 279 с.
- Покрышкин В.И., Бойко В.С., Ильяшенко В.Я.* Закономерности размещения месторождений зернистых фосфоритов Аравийско-Африканской провинции и Средней Азии. — Литология и полез. ископаемые, 1978, № 6, с. 102–119.
- Соколов Б.А.* Эволюция и нефтегазосность осадочных бассейнов. М.: Наука, 1980. 243 с.
- Соколов Б.А., Гайнанов А.Г., Несмеянов Д.В., Серегин А.М.* Нефтегазосность морей и океанов. М.: Недра, 1972. 232 с.
- Строение и нефтегазосность окраин континентов/А.Н. Волков, А.А. Гегельганц, А.Ю. Юнов и др., М.: Недра, 1981. 250 с.
- Хаин В.Е.* Общая геотектоника. М.: Недра, 1973. 511 с.
- Хаин В.Е., Левин Л.Э.* Тектонические типы окраинных и внутренних морей с океанической и субокеанической корой. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1978, № 6, с. 3–18.
- Чехович В.Д.* Тектоническая история Анд в мезозое и кайнозое. — Геотектоника, 1980, № 6, с. 82–97.
- Чехович В.Д., Зоненшайн Л.П., Волкова Л.Н.* О некоторых особенностях развития мезозойских и кайнозойских структур Южных и Центральных Анд. — Изв. вузов. Геология и разведка, 1975, № 12, с. 62–71.
- Caia J.* Paleogeographical and sedimentological controls of copper, lead, zinc mineralizations in the lower cretaceous sandstones of Africa. — Econ. Geol., 1976, vol. 71, N 2, p. 409–422.
- Chase C.G.* Tectonic history of the Fiji Plateau. — Bull. Geol. Soc. Amer., 1971, vol. 82, N 11, p. 3087–3110.
- Jansa L.F.* Mesozoic carbonate platforms and banks of the eastern North American margin. — Mar. Geol., 1981, vol. 44, N 1/2, p. 97–117.
- Karig D.E.* Remnant arcs. — Bull. Geol. Soc. Amer., 1972, vol. 83, N 4, p. 1057–1068.

Loughman D., Hallam A. A facies analysis of the Pucara Group (Norian to Toarcian carbonates, organic-rich shale and phosphates) of Central and Northern Peru. — *Sediment. Geol.*, 1982, vol. 32, N 3, p. 161–194.

Pegrum R., Montoney N. Rift basins flanking North Atlantic ocean and their relation to North Sea area. — *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, 1978, vol. 62, N 3, p. 419–441.

Péyberné G. Dans les Pyrénées la paléogéographie antécénomanienne infirme la théorie d'un coulissement senestre de plusieurs centaines de kilomètres le long de la "faille nord-pyrénéenne" des auteurs. — *Bull. Soc. géol. France*, 1978, vol. 20, N 5, p. 701–708.

Schlee J., Dillon W., Grow J. Structure of the continental slope off the Eastern United States. — *SEPM spec. publ.*, 1979, N 27, p. 895–117.

Wardlaw N.C. Unusual marine evaporites with salts of calcium and magnesium chlorides in cretaceous basins of Sergipe, Brasil. — *Econ. Geol.*, 1972, N 2, p. 43–55.

Watts A.B., Weissel J.K., Larson R.L. Sea-floor spreading in margin basins of the W-Pacific. — *Tectonophysics*, 1977, vol. 37, N 2, p. 167–182.

УДК 553.98

Е.П.Ларченков

ОБ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СВОЙСТВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНОВ

Н.Б.Вассоевич одним из первых применил принципы системного анализа при исследовании геологических объектов и явлений. В последние годы все чаще появляются работы, в которых используется системный подход к изучению различных аспектов нефтегазоносности литосферы [Лопатин, 1978].

Сейчас установлено широчайшее распространение в Земле углеводородов (УВ), которые можно рассматривать на трех основных уровнях: геосферном, литосферном и региональном. Б.А.Соколов и Ф.П.Мельников [1981, с. 472] предложили выделять углеводородную сферу (увосферу), которая "представляет собой дискретную среду в земной коре, характеризующуюся разной мощностью и неодинаковой концентрацией углеводородных скоплений в различных своих частях как по разрезу, так и по площади, в пределах которой осуществляется образование, перемещение и эволюция углеводородных соединений". На литосферном уровне можно различать УВ в континентальном секторе (платформы, складчатые области) и в океанском. На региональном уровне рассматриваются нефтегазоносные провинции и бассейны.

Нефтегазоносный бассейн (НГБ) представляет собой гетерогенную автономную динамически равновесную саморегулируемую материальную геологическую систему, которая обеспечивает образование нефти и газа, их перемещение и скопление, а также сохранность этих скоплений, т.е. онтогенез нефти и газа (по И.В.Высоцкому). Внутреннюю структуру системы НГБ образуют различные по составу и величине взаимодействующие компоненты — подсистемы: литонная (элемент литосферы), углеводородная (элемент увосферы), флюидная (элемент гидросферы). Динамическое взаимодействие этих подсистем осуществляется в результате обмена субстанциями (энергии и вещества). Оценка этих взаимодействий возможна, если определить, какие изменения произошли с подсистемами. Для этого необходимо сравнить их состояние до и после взаимодействия, выяснив такие обстоя-

тельства: 1) какие части подсистем вступили во взаимодействие; 2) виды и количество энергии, которые они до этого имели; 3) как превращается энергия, как происходит обмен между подсистемами по каждому ее виду; 4) какие новые свойства появились в результате взаимодействия.

Следует отметить, что характеристики взаимодействия зависят как от типа системы НГБ, так и от уровня, стадии ее развития. Показатели обмена энергии и вещества в системе могут быть использованы для выделения систем НГБ различного ранга (таксономическая шкала) и разделения внутри каждого ранга (классификация).

Развитие и особенности процессов, протекающих в НГБ, определяются величиной и степенью постоянства поступления энергии и вещества в систему, а их содержание составляет ее определенный потенциал (U_0), который характеризует энергетическое состояние системы НГБ в рассматриваемый момент. Этот потенциал складывается из постоянного поступления энергии из недр Земли (Q), из энергии, накопленной элементами системы в результате геологических, геохимических и биологических процессов (A), "законсервированной" солнечной энергии (H), потенциальной энергии вещества, обусловленной силами гравитации (G), т.е. энергетический потенциал НГБ можно выразить равенством

$$U_0 = Q + A + H + G.$$

Величина энергии эндогенных источников может быть принята равной тепловой энергии радиоактивного распада, что составляет $4,26 \cdot 10^{10}$ кал/год без учета других, не поддающихся расчетам эндогенных источников тепла [Тимофеев, Щербаков, 1979].

Солнечная энергия может накапливаться в земной коре благодаря процессам дезинтеграции массивно-кристаллических пород, которые превращаются в дисперсные системы, богатые свободной поверхностной энергией, а также в процессе фотосинтеза. Кроме того, по мнению П.Ф.Швецова [1974], солнечная энергия "захватывается" терригенным материалом и переносится в глубь недр. Оценка ее величины весьма неоднозначна.

Величина A складывается из потенциальной энергии, "законсервированной" в залежах каустобиолитов и в рассеянном органическом веществе (РОВ), энергии разнообразных физико-химических процессов и преобразований горных пород литосферы в ходе геохимических и метаморфических реакций и под воздействием природных вод.

Как видно, большинство из видов энергии, составляющих потенциал НГБ, оценить количественно пока затруднительно. Однако очевидно, что величина этого потенциала определяется в первую очередь энергетикой осадочного процесса в бассейне на стадиях литогенеза (седименто-, диа- и катагенез).

Нефтегазоносный бассейн является открытой системой, в которой происходит обмен вещества и энергии с внешней средой. В систему НГБ поступает определенное количество энергии и вещества, часть которых перераспределяется внутри (потоки субстанции), а часть выходит из нее. Эти три показателя: поступление субстанции, ее образование и выход — основные функциональные характеристики системы, которые определяют состояние ее элементов, тип равновесия, саморегуляцию, масштаб и направленность происходящих изменений и в конечном счете эволюцию нефтегазоносных бас-

сейнов. Перераспределение субстанций в НГБ можно рассматривать в качестве показателя динамических свойств массы системы.

Существование НГБ как системы, его внутреннее единство во многом обусловлены обменом субстанции между элементами системы, процессом переноса энергии и вещества из одной ее части в другую в форме "потока", образованного подвижными элементами системы – углеводородной и флюидной, т.е. основная форма динамики системы – движение подземных вод и миграция углеводородов в жидко- и газорастворенном состоянии, а также в процессе диффузии.

Поступление в систему НГБ энергии в виде тепла (Q_1) и в процессе массообмена (M_1) приводит к изменению существующего энергетического потенциала бассейна (U_0), переходу его на новый уровень (U_1), т.е. $U_0 + Q_1 + M_1 = U_0 + W$, где W – энергия, расходуемая на взаимодействие элементов системы (работа, производимая системой). Величина $\Delta U = U_1 - U_0$ определяет внутреннюю энергию системы. Энергетический баланс можно выразить в виде $Q_1 + M_1 = \Delta U + W$.

Проблема оценки внутренней системы НГБ тесно связана с такими задачами в области энергетики осадочного процесса, как формирование и эволюция термических процессов в осадочном чехле земной коры, а также история энергетики осадочного процесса в зонах различного геохимического режима, которые П.П.Тимофеев и А.В.Щербаков [1979] рассматривают среди ключевых направлений.

При изучении энергетических свойств нефтегазоносных бассейнов, для выявления взаимосвязей между составляющими их элементами весьма продуктивным может оказаться использование принципов термодинамики и теории информации, что видно на примере учения о геосистемах, развиваемого в физической географии. Поступление в систему НГБ субстанции во многом обеспечивает увеличение ее порядка и сложности. Одним из показателей этого является негэнтропия, величина которой должна определяться уровнем тектонического развития бассейна, степенью катагенетического изменения ОВ, эволюцией природных резервуаров. Проблема оценки негэнтропии тесно связана с энергетикой НГБ, важнейшим элементом которой является энергетика нефтегазообразования. При этом под нефтегазообразованием (НГО) понимается целостный прерывисто-непрерывный процесс, включающий новообразование УВ, их эмиграцию из материнского вещества, миграцию и формирование скоплений нефти и газа, их последующее изменение и разрушение.

Среди вопросов, относящихся к проблеме энергетики нефтегазообразования, можно выделить следующие: 1) источники энергии НГО; 2) количественные значения суммарного расхода энергии при НГО, а также величины затрат энергии на различных стадиях этого процесса и соотношение этих величин; 3) количество энергии, аккумулируемой УВ; 4) факторы, влияющие на изменение затрат энергии в нефтегазообразовании; 5) динамика энергетики НГО в ходе эволюции НГБ.

Энергетический баланс нефтегазообразования в самом общем виде представляется следующим: $q_1 = a_1 + a_2 + b_1 + b_2 + c_1 + c_2 + i_1 + i_2 + d + g$, где q_1 – количество энергии, участвующей в НГО; a_1 – энергия, затраченная на диагенетические изменения ОВ; a_2 – энергия, затраченная на катагенетические преобразования ОВ и новообразование УВ; b_1 – энергия, затра-

ченная на эмиграцию УВ из материнских отложений; b_2 – потери энергии в процессе миграции УВ; c_1 – энергия, расходуемая на изменение отложений в стадию диагенеза; c_2 – энергия, затраченная на катагенетические превращения пород; i_1 – энергия, затрачиваемая на концентрацию нефти и газа в местах скопления; i_2 – энергия, аккумулируемая в залежах нефти и газа; d – энергия, расходуемая на преобразование нефти в залежах; g – рассеивание энергии при диффузии УВ и других процессах разрушения залежей.

В настоящее время отсутствует количественная оценка основных компонентов энергетического баланса НГО. Лишь отдельные вопросы этой проблемы затрагивались в работах И.В.Высоцкого [1972], В.М.Синицына [1971], Э.М.Галимова [1973], П.Ф.Швецова [1974], М.К.Калинко [1978], Л.А.Назаркина [1979], П.П.Тимофеева и А.В.Щербакова [1979], В.И.Лебедева [1981] и других исследователей.

Величина q_1 является кинетической энергией нефтегазообразования. Очевидно, можно выделять и потенциальную энергию НГО как меру энергии углеводородной подсистемы бассейна. В качестве одного из показателей соотношения потенциальной и кинетической энергии НГО, вероятно, можно использовать отношение суммарного объема генерированных УВ на определенном этапе эволюции НГБ к общему объему прогнозных запасов нефти и газа. Это отношение является свидетельством зрелости процессов НГО в бассейне, степени реализации возможностей нефтегазообразования.

Таким образом, для характеристики энергетических свойств нефтегазонального бассейна необходимо: 1) оценить количество тепловой энергии, поступающей в систему; 2) составить энергетический баланс осадочного процесса на стадиях седименто-, диа- и катагенеза; 3) оценить энергию нефтегазообразования; 4) оценить энергию флюидных перемещений. Другими словами, для изучаемого НГБ необходимо построить следующие модели: тепловую, литогенеза, нефтегазообразования, геофлюидодинамическую.

ЛИТЕРАТУРА

- Высоцкий И.В. Прерывисто-непрерывный характер нефтегазогенеза и его проявление в земной коре. – В кн.: Губкинские чтения. М.: Недра, 1972, с. 266–274.
- Галимов Э.М. Изотопы в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1973. 384 с.
- Калинко М.К. О тепловых эффектах процессов нефтегазообразования и изменения нефтей в залежах. – Тр. ВНИГНИ, 1978, вып. 205, с. 6–29.
- Лебедев В.И. К вопросу об энергетике осадочного процесса и метаморфогенеза. – Литология и полез. ископаемые, 1981, № 4, с. 18–25.
- Лопатин Н.В. О началах системного подхода к анализу образования нефти в условиях осадочно-породного бассейна. – В кн.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978, с. 43–64.
- Назаркин Л.А. Влияние тепла седиментации и эрозийных срезов на нефтегазоносность осадочных бассейнов. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1979. 153 с.
- Синицын В.М. Ландшафтная сфера и ее значение. – Вестн. ЛГУ, 1971, № 18, с. 21–29.
- Соколов Б.А., Мельников Ф.П. Углеводородная сфера Земли. – ДАН СССР, 1981, т. 261, № 2, с. 471–474.
- Тимофеев П.П., Щербаков А.В. Проблемы энергетики осадочного процесса. – Литология и полез. ископаемые, 1979, № 1, с. 3–22.
- Швецов П.Ф. Геотермические условия мезозойско-кайнозойских нефтеносных бассейнов. М.: Наука, 1974. 130 с.

Геохимия органического вещества пород и нефтидов

УДК 550.42 + 546.22 + 577.11

Е.А.Романкевич, С.В.Люцарев

БИОГЕОХИМИЧЕСКИЙ ЦИКЛ УГЛЕРОДА В ОКЕАНЕ

Важнейшим отличием Земли от других планет Солнечной системы является наличие на протяжении всей ее истории (или почти всей, но не менее 3,8–4 млрд. лет) гидросферы и живого вещества. Сейчас, спустя примерно 4,5 млрд. лет от начала образования нашей планеты и появления первичной гидробиосферы, а позже и биосферы в целом, мы называем совокупность областей былой и современной жизни мегабиосферой (термин Н.Б.Вассоевича [1977]) или панбиосферой (термин Б.С.Соколова [1979]).

Важнейшим элементом этой "вечной биосферы" является Мировой океан, который уже более 4 млрд. лет назад был населен зобиионтами, позже, начиная примерно с рубежа в 3,8 млрд. лет, — протобионтами, способными к фотосинтезу органического вещества (ОВ) и кислорода, и, наконец, начиная примерно с рубежа в 1 млрд. лет тому назад — эукариотами, Metaphyta и Metazoo. Поэтому геохимические циклы (круговороты) элементов и веществ в Мировом океане с самого раннего этапа его существования были циклами (круговоротами) биогеохимическими. Следует подчеркнуть, что биогеохимический цикл углерода в современном океане является начальной стадией более крупномасштабного круговорота, в котором учитывается обмен между основными геосферами Земли: атмосферой — океаном — земной корой и мантией.

В едином биогеохимическом круговороте углерода в океане выделяются две составляющие: органическая (кахитовая, углерод-водородная) и карбонатная формы существования углерода ($C_{орг}$ и $C_{карб}$ соответственно). Несмотря на их тесную связь между собой, наличие взаимосвязи и переходов, а также несмотря на выдающуюся роль живого вещества в синтезе, трансформациях и миграциях обеих форм углерода, их удобно рассматривать отдельно из-за существования принципиальных различий между ними, а именно, с одной стороны, первичного автотрофного синтеза основной массы углерода ОВ, существования $C_{орг}$ в форме реакционноспособных энергетически емких трофически ценных кахитов, не дающих обособленных минералов, а с другой стороны, существования $C_{карб}$ в термодинамических условиях поверхностных зон Земли преимущественно в форме кальцита и арагонита, которые образуются гетеротрофными организмами в форме тех или иных скелетных конструкций и лишь в малой части при фотосинтезе известковых водорослей (Халимеда и др.), а также хемогенным путём. Обе составляющие цикла углерода характеризуются различными скоростями растворения, утилизации биосом, седиментации и захоронения.

В едином круговороте углерода в океане целесообразно выделить два подцикла: автотрофный и гетеротрофный — и три этапа: этап биосинтеза, седиментационный и диагенетический.

Начальным звеном круговорота углерода в океане является автотрофный цикл (подцикл) — круговорот С в живом фототрофном веществе. Он, во-первых, прямо определяет поток $C_{орг}$ и косвенно $C_{карб}$, а также практически все другие потоки биогенных веществ в океане и, во-вторых, является энергетической пружиной разнообразных биогеохимических процессов.

В настоящее время в океане доминируют фотосинтезирующие растения, создающие практически 100% автотрофного ОВ. Биогеохимическая сущность автотрофного цикла углерода достаточно хорошо известна и заключается в поглощении организмами растворенной в морской воде углекислоты и в превращении углерода, входящего в ее состав, за счет солнечной энергии в органические соединения. Так как в океане господствуют C_3 -растения, то усвоение углерода в настоящее время идет через цикл Кальвина. Акцепция CO_2 происходит на рибулозодифосфате (РДФ) с образованием фосfogлицеринового альдегида в качестве первого стабильного углеводного продукта фотосинтеза. К C_3 -растениям относятся диатомовые водоросли, создающие в Мировом океане около 70% первичного ОВ. К ним принадлежат также многоклеточные бентосные водоросли: бурые, красные, зеленые. C_4 -растения (некоторые травы) акцептируют CO_2 из воды на фосфоенолпирувате (ФЕП) и образуют в качестве жирных устойчивых продуктов синтеза щавелевоуксусную, яблочную и аспарагиновые кислоты, а на их основе — всю гамму биогеохимических соединений, составляющих ОВ.

Для автотрофного синтеза ОВ необходимы некоторые витамины, соединения азота и фосфора, которые служат конструктивным материалом и наряду с CO_2 выступают в качестве акцептора Н при разложении воды. Поэтому величина первичной продукции ОВ в океане определяется не только совокупностью абиотических факторов, но и оптимальным сочетанием биотических условий среды (закон толерантности Шелфорда — один из основных законов экологии).

Среди факторов, определяющих величину продукции углерода, важнейшими являются свет, биогенные вещества, температура воды, соленость, субстрат (для фитобентоса), взаимодействие организмов, структура сообществ. Следует отметить, что содержание CO_2 в воде (в среднем $2 \cdot 10^{-3}\%$ по весу) не является лимитирующим фактором фотосинтеза.

Комплекс вышеназванных факторов определяет распределение в океане клеток фитопланктона и величину первичной продукции. Анализ накопленных данных, проведенный в Институте океанологии АН СССР О.И.Кобленц-Мишке [1977] (по фитопланктону) и В.Б.Возжинской (по фитобентосу), позволяет назвать в качестве наиболее обоснованных следующие значения продукции: для фитопланктона $25 \cdot 10^9$ т $C_{орг}$ /год (чистая продукция) и $30 \cdot 10^9$ т (валовая продукция), для фитобентоса $0,6 \cdot 10^9$ т $C_{орг}$ /год. Таким образом, продукция фитобентоса составляет $\sim 2\%$ от продукции фитопланктона в Мировом океане.

Рассматривая основные черты распределения в океане продукции ОВ, следует отметить, что при переходе от прибрежных вод к океанским продукция фитопланктона уменьшается на один-два порядка, а фитобентоса в

пределах глубин от 0 до 40 м – на три-четыре порядка. В этом, а также в распределении зоопланктона и зообентоса, которые трофически связаны с первичными продуцентами, находит отражение циркумконтинентальная закономерность распределения ОВ в океане. Внутренний смысл и механизм возникновения этой закономерности связаны с одной из основополагающих концепций биогеохимии океана, а именно с наличием в нем активных пограничных зон и границ раздела с резко повышенными скоростями биогеохимических реакций [Вернадский, 1965, 1967; Айзатуллин и др., 1979; Монин, Романкевич, 1976].

К числу таких сложных многофакторных и многокомпонентных систем, характеризующихся максимальным индексом разнообразия свойств (мера разнообразия типа меры Хартли, $P > 50$), относится прибрежная зона, иначе пограничная зона между суши и морем. Следует отметить, что именно процессы в активных зонах в значительной мере определяют биологическую структуру и уровень продуктивности океана, его биогеохимическое строение, накопление ОВ в донных осадках и, наконец, самоочищающие способности. В целом масштабы океана ничего не говорят о его возможностях как источника ресурсов, как показателя количества захороняемого ОВ, а также о его способности безболезненно вмещать отходы человеческой деятельности. Громадные размеры океана обманчивы. Наиболее активная прибрежная высокопродуктивная зона океана, по объему вод сопоставимая с объемом вод суши, вносит основной вклад в формирование химического состава и биогеохимической структуры океана. Она же в настоящее время подвергается наибольшему загрязнению. Поэтому в будущем следует уделить значительно большее внимание биогеохимическому изучению пограничных зон в современном океане и распространить плодотворную концепцию В.И.Вернадского на древние океаны.

Круговорот углерода в автотрофном цикле не замкнут. Лишь ниже компенсационной глубины затраты фитопланктона на дыхание равны или превышают ассимиляционные возможности этих микроорганизмов и они гибнут. В среднем чистая продукция фитопланктона и фитобентоса лишь на 20–30% меньше валовой. Эта неполнота круговорота углерода в автотрофном цикле сделала возможным существование гетеротрофного цикла и сложной трофической цепи зоопланктонных и зообентосных организмов. Прохождение всех атомов углекислотного резерва гидросферы (около $35 \cdot 10^{18}$ г) через синтезирующий аппарат автотрофов океана занимает около 1200 лет. Длительность автотрофного цикла в океане (т.е. отношение продукции фотосинтетиков к количеству CO_2 , выделяемого ими в течение года при дыхании) в среднем равна 3–5 годам. Таким образом, длительность пребывания углерода в форме ОВ в океане (равно как и на суше) мала. В седиментационном цикле она больше, а на последующих этапах геологической истории (катагенез, метаморфизм) измеряется сотнями тысяч и миллионами лет.

Биогеохимическая сущность гетеротрофного цикла углерода различна для органической и карбонатной составляющих, тогда как их биохимическая сущность близка. Углерод ОВ окисляется до CO_2 и возвращается в углекислотный резерв океана, и практически одновременно идет гетеротрофный синтез карбонатов из метаболической углекислоты и углекислоты морской воды. Связывание CO_2 в форме карбонатов (кальцитовых, апато-

нитовых, магниезиальных) осуществляют главным образом фораминиферы и кокколитофориды, в меньшей степени моллюски, кораллы, мшанки, черви и другие гетеротрофные организмы. Образование CaCO_3 биохимическим путем происходит в результате взаимодействия ионов Ca^{2+} и HCO_3^- как внутри клетки, так и на контакте ее с морской водой. На это указывают изотопные отношения $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$ карбонатных скелетов организмов и карбонатных ионов морской воды, а также изотопный состав углерода CO_2 , выдыхаемого карбонатконцентрирующими организмами (он изотопически легче по сравнению с морской водой).

Карбонатная скелетная функция связана с процессами регуляции концентрации ионов Ca^{2+} в цитоплазме. В этом процессе большая роль принадлежит двум ферментам — АТФ-азе и карбоангидразе, имеющим в качестве активного центра ион Zn . Реальная роль карбоангидразы не зависит от ее способности гидратировать CO_2 . Большое значение принадлежит некоторым белкам, с которыми взаимодействует ион Ca^{2+} и на которые как на твердые пленки-подложки отлагаются слои карбоната кальция [Wise, Villiers, 1971; Degens, 1976].

В настоящее время гетеротрофная биоминерализация является главным механизмом синтеза карбонатов в океане, а гетеротрофная деструкция — главным механизмом, с одной стороны, возвращения углерода O_B в цикл, а с другой — транспорта Ca -карбонатов на дно.

Рассмотрение некоторых результирующих составляющих цикла C в современном океане становится особенно актуальным в связи с увеличением атмосферного резервуара CO_2 , что угрожает изменению климата на Земле. Предполагается, что это вызвано сжиганием ископаемого топлива, в результате чего в атмосферу за 100 лет поступило более $150 \cdot 10^{15}$ г C в форме CO_2 . Кроме того, в атмосферу поступает CO_2 в результате окисления почвенного гумуса, сжигания лесов, торфа, интенсификации сельскохозяйственного производства. Поток CO_2 за счет этих источников составил в сумме не менее $100 \cdot 10^{15}$ г C . [The global carbon cycle, 1977].

В настоящее время поток CO_2 в атмосферу за счет сжигания ископаемого топлива оценивается в $5 \cdot 10^{15}$ г $\text{C}/\text{год}$, а современного C — в $(2-18) \times 10^{15}$ г $\text{C}/\text{год}$ при наиболее вероятном значении $(2,5-3) \cdot 10^{15}$ г $\text{C}/\text{год}$. Непосредственные измерения показывают, что за период жизни одного-двух поколений людей содержание CO_2 в воздухе увеличилось на 10% и составляет 336 объемных частей на миллион, а суммарный резерв — около 702×10^{15} г C в форме CO_2 , $4 \cdot 10^{15}$ г C в форме CH_4 и примерно столько же в форме его гомологов. Если подобная тенденция сохранится, то может произойти существенное изменение климата Земли, так как CO_2 является одной из двух (H_2O и CO_2) главных термодинамических активных примесей в земной атмосфере.

Прогноз изменения концентрации CO_2 в атмосфере является весьма сложной междисциплинарной проблемой, имеющей общенаучное значение. Решение ее осуществляется на базе создания количественных моделей глобального цикла углерода. Характеристики биогеохимического цикла углерода в океане являются необходимым и важным элементом для расчета модели и прогнозных оценок круговорота углерода (см. таблицу).

В Мировой океан ежегодно поступает с суши, по уточненным оценкам, около $0,9 \cdot 10^{15}$ г $\text{C}_{\text{орг}}$ и около $0,75 \cdot 10^{15}$ г $\text{C}_{\text{карб}}$ (без антропогенного уг-

**Характеристики биогеохимического цикла углерода
в современном океане, 10^{12} г**

Источники поступления, формы нахождения, показатели круговорота углерода	$C_{орг}$	$C_{карб}$	$C_{орг}/C_{карб}$
Поступление с суши			
Речной сток	200 300 } 500	445 197 } 642	0,8
{ растворенная часть			
{ взвешенная часть			
Эоловые выносы	320	36	8,9
Подземный сток	59	32	1,8
Ледовый сток	1,5	33	0,045
Волновая абразия	2	5	0,4
Антропогенная поставка	5	8000	0,0006
В с е г о	887	8748	0,1
Массы в океане			
В растворенной форме	1 800 000	35 000 000	0,05
Во взвешенной форме	30 000	3000	10
В живом веществе	3 000	?	—
В с е г о	1 833 000	?	—
Синтез в океане			
Фитопланктон	30 000		
Фитобентос	600	600	50
Захоронение в осадках			
Осадки современные	85	160	0,53
Коэффициент фоссилизации	0,4*	25*	0,016
Степень замкнутости циклов			
Автотрофный, седиментационный и раннедиагенетический этапы круговорота	99,6*	75*	—

* В %.

лерода), т.е. примерно равные количества. Основными аллохтонными источниками поступления $C_{орг}$ в океан являются речной сток и эоловые выносы, дающие в сумме около $0,8 \cdot 10^{15}$ г $C_{орг}$. Другие источники поступления $C_{орг}$ в океан (подземный и ледовый стоки, волновая абразия) являются второстепенными. Если не учитывать антропогенную поставку, такое же положение характерно для карбонатного углерода.

Синтез $C_{орг}$ в океане составляет около $31 \cdot 10^{15}$ г $C_{орг}/год$. Карбонат-концентрирующие организмы ежегодно образуют около $0,6 \cdot 10^{15}$ г $C_{карб}$.

Массы $C_{орг}$, находящиеся в океане в растворенной форме (частицы менее 1 мкм), взвешенной форме и в живых организмах, относятся как $1800 \cdot 10^{15} : 31 \cdot 10^{15} : 3 \cdot 10^{15}$ г. Таким образом, эти параметры составляют пирамиду масс с отношением 600 : 10 : 1 (соответственно). Исследования последнего десятилетия позволяют разделить громадную массу растворенного ОВ в океане на истинно растворенную часть (частицы от менее 10 до 12 Å), тонкие коллоиды (10–20 Å), грубые коллоиды (20–100 Å),

тонкие взвеси ($100-10^4 \text{ \AA}$) и грубые взвеси ($> 10^4 \text{ \AA} \gg 1 \text{ мкм}$). Вышеназванные компоненты ОВ составляют, в свою очередь, пирамиду масс с соотношением 55 : 40 : 3 : 1 : 1. Распределения в океане истинно растворенной компоненты ОВ и солености в целом, видимо, близки, что объясняется высокой консервативностью этой части ОВ.

В современную эпоху в донных осадках Мирового океана захороняется около $85 \cdot 10^{12} \text{ г } C_{\text{орг}}$ и около $160 \cdot 10^{12} \text{ г } C_{\text{карб}}$. Следовательно, в современную эпоху массы захороняющегося $C_{\text{карб}}$ лишь в 2 раза больше массы $C_{\text{орг}}$, тогда как для осадочной оболочки Земли (для неогена в целом), по данным А.Б.Ронова, они (массы $C_{\text{карб}}$ и $C_{\text{орг}}$) соотносятся примерно как 8 : 1 ($940 \cdot 10^{20}$ и $120 \cdot 10^{20} \text{ г}$). Таким образом, емкость стратисферного резервуара Земли в отношении $C_{\text{карб}}$ была в целом выше, чем в настоящее время.

Степень замкнутости цикла $C_{\text{орг}}$ на седиментационном + раннедиагенетическом этапе в современном океане составляет 99,6% ($K_{\text{ф}} \approx 0,4\%$). Для $C_{\text{карб}}$ расчеты в настоящее время носят значительно менее точный характер и выражаются результирующей величиной 75% ($K_{\text{ф}} \approx 25\%$).

ЛИТЕРАТУРА

- Айзатуллин Т.А., Лебедев В.Л., Хайлов К.М.* Океан. Активные поверхности и жизнь. Л.: Гидрометеиздат, 1979. 192 с.
- Биология океана. Т. 2. Биологическая продуктивность океана. М.: Наука, 1977. 399 с.
- Вассоевич Н.Б.* Учение о биосфере. – Изв. АН СССР. Сер. геол., 1977, № 1, с. 5–13.
- Вернадский В.И.* Особая роль гидросферы на нашей планете. – В кн.: Химическое строение биосферы Земли и ее окружения. М.: Наука, 1965, с. 220–226.
- Вернадский В.И.* Биосфера. М.: Мысль, 1967. 376 с.
- Кобленц-Мишке О.И.* Первичная продукция. – В кн.: Биология океана. т. 1. Биологическая структура океана. М.: Наука, 1977, с. 62–64.
- Монин А.С., Романкевич Е.А.* Проблемы биогеохимии Мирового океана. – В кн.: Современные задачи и проблемы биогеохимии. М.: Наука, 1976, с. 74–83. (Тр. Биогеохим. лаб.; Т. 17).
- Соколов Б.С.* Органический мир Земли на пути к фанерозойской дифференциации. – Вестн. АН СССР, 1979, № 1, с. 126–143.
- Degens E.T.* Carbonate, phosphate and silica deposition in the living cell. – In: Topics in current chemistry 64; Inorganic biochemistry. B. etc.: Spring-Verl., 1976, p. 1–112.
- The global carbon cycle. – Chichester–New York–Brisben–Toronto D.Wiley, 1977. 491 p.
- Wise S.W., Villiers J.de.* Scanning electron microscopy of molluscan shell ultrastructures: screw dislocation in pelecypod nacre. – Trans. Amer. Microsc. Soc., 1971, vol. 90, p. 376–380.

СТАДИЙНОСТЬ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА УГЛЕЙ

Угли в ходе процессов углефикации и графитизации последовательно проходят все стадии преобразования — от лигнита и мягкого землистого бурого угля до графита. Однако изменения качественного состава углей на всем пути углефикации протекают неравномерно, на отдельных его отрезках трансформируются резкими, скачкообразными. Эти скачки находят отражение в трансформации физических и химических свойств углей, что связано с глубокими молекулярными превращениями углей различного уровня.

Наиболее значительные преобразования осуществляются в границах тех крупных стадий — этапов, которые выделяются по характеру превращения органического вещества (ОВ): диа-, ката-, метагенеза, метаморфизма и ультраметаморфизма; изменения более низкого порядка устанавливаются в пределах более мелких стадий, или подстадий, ранней и поздней (исключение — стадия ультраметаморфизма).

В общем виде выделенные стадии и подстадии превращения ОВ и результаты этого превращения показаны в табл. 1.

В отличие от предложенной нами в 1974 г. схемы [Мазор, Матвеев, 1974], а также от схемы 1980 г. [Мазор, 1980а, б] данная схема значительно видоизменена. В ней выделены стадия метагенеза, две подстадии метаморфизма, а, главное, началу метаморфизма (метагенеза в данном случае) соответствует стадия ЖК, а не К. Это сделано на основе анализа изменений физических и химических свойств углей, их молекулярных превращений, скачков в ряду углефикации.

До настоящего времени изучение стадийности в изменении ОВ углей ограничивалось либо выделением известных стадий в буквенном (Б, Д, Г и далее) или в численном (0, I, II...) выражении и уточнением их соотношения со стадиями литогенеза вмещающих пород, либо разделением всего ряда углефикации на три группы стадий: буроугольная, каменноугольная, антрацитовая [Аммосов, Тан Сю-и, 1961]; торф, угли, графит [Вопросы..., 1968; Метаморфизм..., 1975]; I — слабоуглефицированные бурые, II — низкометаморфизованные каменные, III — среднеметаморфизованные каменные, IV — высокометаморфизованные каменные и антрациты [Вопросы..., 1968]. Стадии, аналогичные предложенным в табл. 1, не выделялись. Исключение составляют только схемы, опубликованные И.И.Аммосовым и В.И.Горшковым [1969], Н.Б.Вассоевичем [1975], С.Г.Неручевым и др. [1976], В.О.Кушнѣруком и др. [1977], Б.Тиссо и Д.Вельте [Tisso, Welte, 1978], Г.Розельтом [Roselt, 1980] (табл. 2), а также Д.Минчевым и Г.Шишковым [1979]. В известной схеме Н.Б.Вассоевича [1975], согласно высказанному им принципу соответствия изменений осадочных пород и заключенных в них углей, все изменения последних связаны с катагенезом, начиная с появления мягкого бурого угля и кончая антрацитами. Схема В.О.Кушнѣрука с соавторами хотя и составлялась, по выражению авторов, вслед за нашей схемой 1974 г., но существенно отличается как от нее, так и от предложенной ныне. Ближе других к ней находится схема Б.Тиссо и

Стадии превращения ОВ

Группа стадий превращения ОВ	Подстадия	Результаты превращения (стадии)
Торфо-сапрогенез	–	Торф, сапропель
Диагенез	–	Бурый уголь мягкий, землистый (Б ₁)
Катагенез	Ранняя	Бурые угли плотные матовые (Б ₂) блестящие (Б ₃)
	Поздняя	Каменные угли длиннопламенные (Д) газовые (Г) жирные (Ж)
Метагенез (начальный метаморфизм)	Ранняя	жирные-коксовые (ЖК) коксовые (К) отощенно-спекающиеся (ОС)
	Поздняя	тощие (Т)
Метаморфизм	Ранняя	Полуантрациты (ПА) Антрациты (А)
	Поздняя	Метаантрациты (МА)
Ультраметаморфизм	–	Графиты (Гр)

Д.Вельте, однако сходство здесь чисто внешнее, отражающееся лишь в названиях и количестве выделяемых стадий, так как положение границ в той и другой, как будет показано ниже, в значительной степени иное. Кроме того, схема Б.Тиссо и Д.Вельте, хотя и построена по данным измерений степени отражения витринита углей в масляной иммерсии, была разработана для рассеянного ОВ.

В схеме Д.Минчева и Г.Шишкова выделены стадии углефикации: торфогенез, диагенез, катагенез, метагенез и ультраметагенез, но не охарактеризованы соответствующие им изменения углей. Ясно лишь, что в первой из них образуется торф, а метагенез начинается с антрацита, ультраметагенезу же отвечает образование графита. Однако уже в ней отчетливо видно опережение ОВ изменений осадочных вмещающих пород, отраженных в схеме Н.Б.Вассоевича.

Помимо скачка углефикации на средних стадиях, отмеченного К.Паттейски и М.Тейхмюллер [Patteisky, Teichmüller, 1960], Э.Штах с соавторами [1978] выделяли скачки на длиннопламенной стадии, на границе стадии жирных и коксовых углей, тощих и полуантрацитов (ПА и А по авторам), полуантрацитов и антрацитов (антрацитов и метаантрацитов по авторам). Н.Б.Вассоевич [1975] наметил пять переломных моментов в свойствах углей: на границах Б₃ и Д₁, К и ОС, Т и ПА, ПА и А и на стадии А (между антрацитами и полуграфитами по классификации ФРГ). Часть из них совпадает со скачками, намеченными нами.

В то же время вряд ли нужно подробно говорить о той большой научной и практической важности, которую представляет единая схема стадийного преобразования углей. Неоднозначность в количестве выделяемых стадий, их названиях, а главное, в существовании происходящих изменений на каждой стадии вследствие отнесения к одним и тем же стадиям углей различной степени углефикации не позволяет сравнивать их между собой даже в пределах одного бассейна, не говоря уже о разных бассейнах, и, следовательно, затрудняет правильный прогноз качества углей на площади и в разрезе. Кроме того, это обстоятельство, несомненно, сказывается на эффективности применения метода аналогии, столь широко используемого на начальных этапах геологоразведочных работ (поисков и предварительной разведки). И наконец, неправильное выделение стадий углефикации ОБ углей ведет к неверному пониманию их соотношения с трансформациями вмещающих пород и к неверному прогнозу горно-геологических условий, и в частности их петрофизических параметров, параметров устойчивости пород кровли и почвы и т.д. К тому же, из-за недоучета разницы в скоростях изменения углей и вмещающих пород, рассмотренной выше, стадии изменения их совмещались, что является прямой ошибкой.

Ниже приводится краткая характеристика выделенных групп стадий и подстадий углефикации и отдельных стадий преобразования угольного вещества.

Диagenез. На этой, как и на предыдущей, стадии седиментогенеза преобладают биохимические процессы, однако после перекрытия торфяников терригенными образованиями здесь уже начинает проявляться фактор давления, хотя и слабо отраженный в текстуре угля.

Необходимо заметить, что одни исследователи ограничивают влияние биохимических процессов стадией торфообразования (авторы монографии "Метаморфизм..." [1975]), другие же [Jacob, 1961; Штах и др., 1978] распространяют его и на стадию мягких землистых бурых углей, а Г.Розельт [Roselt, 1980] — почти на все матовые угли. Мы придерживаемся точки зрения о постепенном ходе трансформаций от торфа к землистым углям и о наличии резких изменений на границе между последними и твердыми матовыми бурыми углями. Отсюда следует большая близость землистых углей к торфу, а матовых — к каменным прежде всего по физическому состоянию, что и позволяет относить мягкие бурые угли к продуктам биохимического превращения. Результат этого — мягкие землистые бурые угли (B₁), переход торфа в которые осуществляется постепенно.

Петрографические особенности этих углей хорошо изучены И.Э.Вальц [1975]. Маловосстановленные мягкие землистые бурые угли, исходный материал которых длительное время подвергался воздействию аэробных организмов, характеризуются резким преобладанием в микроструктуре мельчайшего аттринита (в пределах 15 мкм). Содержание фрагментов растительных тканей менее 20%. Существенного остудневания тканей не отмечается. Рыхлость углей обусловлена незначительным количеством коллоидального гумусового цемента. Восстановленные мягкие землистые бурые угли, быстро перешедшие в анаэробную среду, содержат большое количество крупных и мелких фрагментов растительных тканей с отчетливо сохранившейся микроструктурой, без признаков измельчения. Появляются признаки остудневания тканей. Маловосстановленные угли углефицируются

Таблица 2

Схемы изменения органического вещества

И.И.Аммосов, В.И.Горшков [1969]			Н.Б.Вассоевич [1975]					
Процессы		Угли	Стадии и подстадии литогенеза	Градации	Шкала углефикации СССР (Донбасс)			
Название	Подразделение							
Диагенез	Конечный	Бурые	Землистые	ДГ	Торф			
						Начальный	Плотные матовые	Протокатагенез
Средний	Плотные блестящие							
		Конечный	Каменные	Длиннопламенные	МК ₁	Д		
Газовые	МК ₂						Г	
		Жирные	МК ₃	Ж				
Коксовые	МК ₄				К			
		Тощие слабо-спекающиеся	МК ₅	ОС				
Тощие неспекающиеся	АК ₁				Т			
		Антрациты	Апокатагенез	АК ₂ АК ₃ АК ₄		ПА А		
Антрациты	Антрациты							
		Зона метаморфизма		Графиты	Метагенез (региональный метаморфизм)			

В.О.Кушнірук и др. [1977]		Б.Тиссо, Д.Вельте [Tisso, Welte 1978]	Г.Розельт, [Roselt, 1980]	
Процессы преобразования углистого вещества	Результаты преобразования органического вещества	Стадии	Формы твердого топлива	Процессы преобразования
Седиментогенез	Торф, сапропели	Диагенез	Торф	Диагенез (биохимическая фаза)
Катагенез	Лигнит, Б ₁	Катагенез	Матовый	Твердый бурый уголь
Слабый метаморфизм (метаморфизм угля)	Б ₂ Б ₃	Катагенез	Длиннопламенный (более 40%) То же (более 35%) Газовый (28-35%) Жирный (19-28%)	Метагенез (геохимическая фаза)
Глубокий метаморфизм (графитизация)	Г Ж	Метагенез	Паровичный (12-19%) Тощий (10-12%) Полуантрацит	Метагенез (геохимическая фаза)
Глубокий метаморфизм (графитизация)	К ОС	Метагенез	Полуантрацит	Метагенез (геохимическая фаза)
Глубокий метаморфизм (графитизация)	ПА А	Метаморфизм	Антрацит	Метагенез (геохимическая фаза)
Глубокий метаморфизм (графитизация)		Метаантрациты, графитиды, графиты	Графит	Карбонизация (углефикация)

Граничные значения стадий углефикации по некоторым химическим и физическим показателям

Стадия и подстадия	$W^D, W^A, \%$	$V^G, \%$	$Q_6^G, \text{ккал/кг}$	$C^G, \%$	$10R^a_{\text{max}}, \text{ усл. ед.}$
$\frac{T}{B_1}$	75	—	5000–6200	60	—
$\frac{B_1}{B_2}$	35	$\frac{58}{46-54}$	$\frac{6300-6500}{66-67}$	$\frac{62-65}{66-67}$	$\frac{60}{68}$
$\frac{B_2}{B_3}$	25–8	$\frac{51-58}{41-47}$	$\frac{6500-6700}{7100}$	$\frac{65-71}{71-74}$	$\frac{64}{72-75}$
$\frac{B_3}{D}$	—	$\frac{46-48}{41-46}$	$\frac{7290-7600}{7200-7300}$	$\frac{76-77}{74-76}$	$\frac{68}{77}$
$\frac{D}{G}$	$\frac{2,5}{3,5-4,5}$	$\frac{39-46}{35-38}$	$\frac{8000-8100}{7900-8000}$	$\frac{80-81}{80-81}$	$\frac{76}{81-83}$
$\frac{G}{Ж}$	$\frac{1,0-1,7}{0,8-1,1}$	$\frac{37-40}{30-34}$	$\frac{84000-8500}{8300}$	$\frac{85}{85}$	$\frac{84-85}{89}$
$\frac{Ж}{ЖК}$	$\frac{0,4-0,6}{0,8-1,2}$	$\frac{32-33}{28}$	$\frac{8500-8700}{8500-8550}$	$\frac{86-88}{86-88}$	$\frac{90}{95}$
$\frac{ЖК}{K}$	$\frac{0,4-0,5}{0,6-0,9}$	$\frac{27-28}{25}$	$\frac{8500-8750}{8500-8600}$	$\frac{88,0-88,5}{88,0-89,0}$	$\frac{92}{98}$
$\frac{K}{OC}$	$\frac{0,3-0,5}{0,3-0,4}$	$\frac{21}{17-18}$	$\frac{8700-8750}{8600-8750}$	$\frac{87,6-90,6}{89,0-90,5}$	$\frac{98}{105-108}$
$\frac{OC}{T}$	$\frac{0,4-0,6}{0,5-0,8}$	$\frac{15-17}{11,0-13,5}$	$\frac{8780-8800}{8700-8800}$	$\frac{89,5-90,6}{90,0-91,0}$	$\frac{105}{113}$
$\frac{T}{ПА}$	$\frac{0,4-1,2}{0,5-1,0}$	$\frac{8,5}{7,0-7,5}$	$\frac{8550-8650}{8400-8610}$	$\frac{91,1-92,1}{91,5-92,5}$	$\frac{118}{128}$
$\frac{ПА}{A}$	$\frac{0,6-1,1}{0,8-1,1}$	$\frac{5,0-6,5}{3,0-5,5}$	$\frac{8250-8450}{8190-8390}$	$\frac{92,5-93,0}{93,0}$	$\frac{123}{133}$
$\frac{A}{Гр}$	$\frac{0,2}{1,1}$	$\frac{1,4}{0,6}$	$\frac{8080}{7900}$	$\frac{97,0}{97,5}$	$\frac{170}{180}$

Примечание. В табл. 3–6: W^D, W^A – влага рабочая и аналитическая (для бурых углей – рабочая, для каменных аналитическая); V^G – выход летучих веществ на горючую массу; Q_6^G – теплота сгорания на горючую массу; C^G, H^G, O^G, N^G, S^G – содержание соответствующих элементов на горючую массу; R – показатель отражения; $10R^a$ – в воздухе, R^O – в масле; ΔR^O – двуотражение; N – показатель преломления;

сильнее восстановленных и содержат соответственно больше углерода. Полости клеток часто пустые. По данным М.Тайхмюллер и Р.Тайхмюллера [1971], а также Г.Д.Шишкова, свободная целлюлоза на этой стадии уже не встречается в отличие от седиментогенеза. Однако, по мнению И.Э.Вальц, она присутствует не только на этой стадии, но даже в твердых бурых углях. Целлюлоза на описываемой стадии обладает оптической анизотропией, что и позволяет ее определять в шлифах.

Образуются предшественники макрокомпонентов (лиготипы) – гумовитрен, гумокларен, гумодюрено-кларен, гумокларено-дюрен, гумодюрен, фюзен и микрокомпонентов углей – группы гуминита (гумотелинит, гумо-

$R_{\text{max}}^{\circ}, \%$	$R_{\text{абс}}^{\circ}$	N	$d_{\text{ист}}, \text{г/см}^3$	$\sigma^{\text{к}}, \text{г/см}^3$	$\Pi, \%$	$H, \text{кг/мм}^2$
—	—	—	—	—	—	—
0,20	—	1,650	—	—	—	30
0,40–0,45	—	1,710	—	—	—	43–49
0,30	—	1,670	—	—	—	—
0,50–0,60	—	1,725–1,725	—	—	—	—
0,40	—	1,710	1,32–1,33	1,08–1,18	13–15	—
0,60–0,65	—	1,745–1,750	1,36–1,37	—	—	—
0,55	0,01–0,03	1,750	1,26–1,27	1,11–1,23	10	31
0,80	0,04–0,06	1,805	1,29–1,32	—	—	30
0,80–0,85	—	1,805–1,810	1,22–1,25	1,15–1,24	4–6	36–40
1,10	—	1,840	1,25–1,27	—	—	38–45
1,10	—	1,850	1,24–1,25	—	—	—
1,30	—	1,880	1,27–1,28	—	—	—
1,20	—	1,865	1,24–1,26	1,18–1,24	4–5	—
1,45	—	1,890	1,27–1,29	—	—	—
1,50	—	1,895	1,27	1,20–1,24	2–3	36
1,80	—	1,920	1,28–1,29	—	—	38
1,90	—	1,925	1,27–1,30	1,22–1,24	4–5	38–41
2,25	—	1,960	1,30–1,32	—	—	—
2,50	0,55–0,66	1,970	1,33–1,38	1,30	5–6	—
3,05	0,85–1,14	1,980	1,36–1,38	—	—	—
2,75	0,84	1,975	1,37–1,38	—	—	—
3,50	1,19–1,39	1,990	1,38–1,40	1,31–1,37	4–7	—
6,50	—	2,05	1,67	—	—	—
8,00	—	2,05	1,75	—	—	—

$d_{\text{ист}}$ — плотность действительная; $\sigma^{\text{к}}$ — плотность кажущаяся; Π — пористость общая; H — микротвердость; y — толщина пластического слоя; x — величина усадки. Содержание $\text{O}^{\text{г}}$ для каменных углей — суммарное с N и S . V, C, H, O, N, S — на сухое беззольное вещество, %. В числителе — для восстановленных углей, в знаменателе — для слабовосстановленных + следы; — отсутствие.

коллинит, гумодетринит) и группы лейптинита (кроме вторичного резинита) и инертинита (исключая микринит и вторичные микрокомпоненты этой группы). Отчетливо проявляется дифференциация оптических свойств всех групп микрокомпонентов — витринита, инертинита и экзинита.

Основная масса характеризуется большим количеством аттринита. Тектурные особенности по-прежнему не проявляются, но М. и Р.Тайхмюллер указывают на наличие слабо выраженной или редко встречающейся микрослоистости.

Важным, а возможно и основным, диагенетическим процессом является дегидратация. При погружении на очередные 100 м содержание влаги умень-

Средние химические и физические показатели стадий и подстадий ряда углефикации

Стадия и подстадия	$W^p, W^a, \%$	$V^r, \%$	$Q^r, \text{ккал/кг}$	$y, \text{мм}$	$x, \text{мм}$	Гуминовые кислоты, %	$C^r, \%$	$H^r, \%$	$O^r, \%$
T	84	—	3200	0	0	20–35	53	5,8	3,5
B ₁	55	56	6200	0	0	+	58	5,2	28
B ₂	30	51	6500	0	0	+	70,5	5,2	26
B ₃	16	48	7000	0	0	+	75,5	5,0	20
D ₁	8	45	7800	3	56	—	78	5,2	13
D ₂	6	43	7850	9	54	—	80	5,2	11
Г ₁	2,4	39	8100	11	42	—	81,5	5,2	13,4
Г ₂	1,6	34	8200	16	36	—	85	5,4	9,6
Ж ₁	1,1	32	8450	23	24	—	86	5,3	8,6
Ж ₂	1,0	30	8550	27	17	—	87	5,4	7,6
ЖК	0,6	29	8600	25	12	—	88	5,1	6,8
К ₁	0,5	26	8600	23	13	—	89	5,1	5,9
К ₂	0,5	23	8600	18	13	—	90	4,9	5,0
ОС	0,6	17	8725	9	13	—	91	4,5	4,6
T ₁	0,6	12	8670	0	16	—	91,2	4,6	4,2
T ₂	0,7	8	8512	0	0	—	92	3,6	1
ПА	0,9	7	8390	0	0	—	92,5	3,4	1
A ₁₊₂	1,6	4	8375	0	0	—	93,4	2,6	1
A ₃₊₄	1,7	3	8142	0	0	—	94,2	1,6	1
A ₅₊₆	0,9	2	8075	0	0	—	96	1,3	1
Гр									

шается на 4% [Штах и др., 1978]. Уменьшение влаги сопровождается увеличением теплоты сгорания, уменьшением пористости, сокращением количества гидрофильных групп ОН и других, отщеплением кислорода, увеличением содержания углерода.

За начало стадии диагенеза мы вслед за И.Э.Вальц принимаем содержание влаги рабочей, равное 75%, а углерода — 60%. Остальные показатели, характерные для диагенеза, приведены в табл. 3 и 4.

Если положение верхней границы диагенеза не вызывает возражений, то относительно ее объема по разным показателям намечаются некоторые расхождения. Так, по данным М.В.Богдановой [1968, 1975], среднее содержание углерода равно 62–65% (крайние 60 и 66,3%), по данным М. и Р.Тайхмюллер [1971] — 60–69%. Наибольшее расхождение взглядов существует в отношении теплоты сгорания: принимаемый нами верхний предел достигает 6300 ккал/кг, а по Э.Штаху с соавторами [1978] — лишь около 3600 ккал/кг. Вероятно, это низкое значение принято по результатам анализов на необезвоженную беззольную массу (*maf*).

Следует напомнить, что бурые угли в отличие от торфа не режутся.

Катагенез. Как уже неоднократно отмечалось, переход землистых мяг-

$N^r, \%$	$S^r, \%$	$10R_{\max}^a$, усл. ед.	$R_{\max}^o, \%$	$R_{\text{абс}}^o$	N	$d_{\text{ист}},$ г/см ³	$\sigma_{\text{ж}},$ г/см ³	$\Pi, \%$	$H,$ кг/мм ²
2,0	1,5	—	—	—	1,619	—	—	—	—
0,5	2,2	64	0,26	—	1,680	—	—	—	34
0,8	0,8	67	0,32	—	1,700	—	—	—	—
1,8	0,2	72	0,46	—	1,732	1,34	0,62	17	—
—	—	74	0,56	—	1,744	1,34	—	—	—
—	—	78	0,61	0,03	1,764	1,31	1,16	12	—
—	—	80	0,74	0,06	1,781	1,27	—	—	30
—	—	86	0,96	0,11	1,816	1,25	1,18	7	41
—	—	88	1,04	—	1,828	1,24	—	—	—
—	—	90	1,13	0,13	1,843	1,25	1,20	5	40
—	—	93	1,25	—	1,859	1,27	—	—	—
—	—	96	1,40	0,19	1,881	1,27	—	—	37
—	—	101	1,50	—	1,907	1,27	1,21	4	—
—	—	106	1,86	—	1,925	1,28	1,22	4	—
—	—	108	2,00	0,45	1,940	1,32	—	—	—
—	—	118	2,64	0,63	1,971	1,34	1,26	5	—
—	—	121	2,81	1,00	1,977	1,38	1,30	6	—
—	—	132	3,61	—	2,000	1,45	—	—	—
—	—	142	4,24	—	2,025	1,67	1,52	7	—
—	—	165	6,09	2,69	2,058	1,68	—	—	—
				(A_s)		2,25			

ких бурых углей в твердые матовые бурые более резок, чем любые другие переходы на отрезке стадий углефикации торф — газовые угли, хотя эта контрастность изменений обусловлена в основном петрографическими, а не химическими трансформациями. Последние отмечают начало катагенеза, включающего целую группу стадий, которым соответствуют угли от твердых матовых бурых до газовых включительно. Твердые матовые и блестящие угли представляют раннюю подстадию этой группы, длиннопламенные и газовые — позднюю.

В катагенезе господствуют иные процессы — геохимические, пришедшие на смену биохимическим превращениям, которые преобладали на предыдущих стадиях. Главным фактором здесь становится температура, роль которой до этого не была основной. Более отчетливо выражено влияние давления. Несомненно значение времени.

Твердые матовые бурые угли в отличие от мягких меняют цвет от светло- до темно-коричневого и, как явствует из их названия, более твердые. Дальнейшая гомогенизация растительных остатков делает их макроскопически почти неразличимыми из-за стирания очертаний, структуры, цветовых различий (отсутствие желтых оттенков, преобладание

красно-оранжево-коричневых). Под микроскопом гумусовое вещество представляется однородным. Ботаническая структура по-прежнему сохраняется. Пустые полости клеток редки. Стенки клеток подвергаются деформации, уплотнению, гомогенизации, иными словами, процессу гелификации гумусового вещества по М. и Р.Тайхмюллер [1971]. По их данным, стволы (ксилиты), почти не отличающиеся до этого от современных, на этой стадии превращаются в витрен. На этой же стадии продолжают существовать те же макро- и микрокомпоненты, что и на предыдущей. Основная масса существенно не меняется, но в ней сохраняется большое количество аттринита.

Как результат воздействия давления возникает неясная слоистость, называемая Г.Д.Шишковым псевдослоистостью. На каждые 100 м погружения влажность снижается на 1%.

Верхняя граница раннего катагенеза (или нижняя граница диагенеза) четко фиксируется такими показателями, как содержание влаги рабочей, равное 35%, количество С — 62–67%, выход летучих веществ — 46–58% и средний показатель отражения в масле — около 0,25.

При совпадении значений этих показателей с данными М. и Р.Тайхмюллер [1971] вновь отмечаются расхождения в теплоте сгорания, которая принимается ими на этой границе равной 4000 ккал/кг, а нами — около 6500 ккал/кг.

Твердые блестящие бурые угли согласно некоторым промышленным классификациям (ЕСЕ — Economic Commission for Europe) относятся уже к каменным. Черный цвет, блеск, плотность, петрографическая близость с каменными углями делают твердые блестящие угли действительно похожими на каменные. Но обычно коричневый цвет черты, наличие в ощутимых количествах гумусовых кислот, растворяющихся в КОН при кипячении и окрашивающих раствор в коричневый цвет, красный цвет — в HNO_3 и другие признаки позволяют с уверенностью относить их к бурым углям.

Свободные полости клеток практически отсутствуют. Сохраняются ботанические структуры. По данным И.Э.Вальц [1965], еще встречается свободная целлюлоза.

Завершающаяся гелификация приводит к образованию макрокомпонентов (литотипов): витрена, кларена, дюрено-кларена, кларено-дюрена, дюрена. Микрокомпоненты группы гуминита превращаются в микрокомпоненты группы витринита (телинит, коллинит, витродетринит).

В основной массе количество аттринита значительно уменьшается, преобладает коллинит.

Начиная с этой стадии в углях проявляется четкая слоистость, наблюдаемая вплоть до стадии ОС включительно. На каждые 100–200 м глубины влажность уменьшается на 1%.

Твердые блестящие бурые угли содержат влаги рабочей в количестве более 8–10%, но менее 25%. Теплота сгорания их колеблется от 6700 до 7200 ккал/кг (на сухое беззолное вещество), содержание углерода 71–76%, выход летучих веществ около 46–51%. Показатель отражения витринита в масле находится в пределах 0,30–0,65%.

Верхняя граница стадии Б₃ определяется следующими показателями: содержание влаги рабочей менее 25%, но обычно более 8%, теплота сгорания 6500–6700 ккал/кг, содержание углерода 67–74%, выход летучих ве-

ществ около 52%, средний показатель отражения витринита в масляной иммерсии 0,45%.

Поздняя подстадия катагенеза открывает ряд каменных углей стадий Д и Г.

Уже говорилось о постепенности перехода твердых блестящих бурых углей в каменные.

Длиннопламенные угли — черные, блестящие, с черной, редко коричневатой чертой, внешне и под микроскопом похожие на твердые блестящие бурые угли. Но имеются и заметные различия, особенно петрографические. Свободных полостей клеток нет совсем. Отсутствует свободная целлюлоза. Сохраняется клеточная структура тканей.

В начале этой стадии углефикации за счет резинита и битуминита образуется тонкозернистый микринит [Штах и др., 1978], являющийся, таким образом, вторичным микрокомпонентом. Переход резинита и битуминита назван М.Тайхмюллер в 1974 г. первым скачком углефикации в лейптинитах. Начало этого процесса фиксируется еще в твердых блестящих бурых углях. Микринит из битуминита (предположительно продукта разложения водорослей, зоопланктона и бактерий) является остаточным продуктом дегидратации последнего. Отнесение микринита в группу инертинита связано с характерным для него высоким показателем отражения.

В то же время из липоидных компонентов лейптинитов и гуминитов образуется вторичный, или битумный, резинит, связанный с генезисом жидкой нефти и названный М.Тайхмюллер эксудатинитом (эксудат — выделение). В.А.Успенский с соавторами [1981] считают, что появление последнего обусловлено распадом примеси липидных элементов (битумоидные и полимерлипидные фракции ОВ), присутствующих в том или ином количестве до этого момента в гелифицированном веществе гумолитов в тонкодиспергированном виде.

К первому скачку углефикации лейптинитов относится также изменение суберинита (цвета флюоресценции).

На этой стадии проявляется и первый скачок углефикации витринитов, нашедший отражение в изменении химических и оптических свойств. По данным Э. Штаха с соавторами [1978], он происходит на границе, которой отвечает примерное содержание углерода 80%, выход летучих веществ 43%, степень отражения в масляной иммерсии 0,6%, т.е. на подстадии Д₂ нашей номенклатуры.

Некоторые исследователи высказывают мнение, что образование физиинита каменных углей происходит в процессе геохимической углефикации гуминит-лейптинитовых клеточных тканей [Штах и др., 1978], так называемых метаморфизованных физиинитов, поскольку в бурых углях количество их обычно значительно меньше.

В длиннопламенных углях и на всех последующих стадиях основная масса приобретает коллинитовый характер.

Стадия длиннопламенных углей разбита Л.И.Сарбеевой [1975], а до этого Н.Г.Ким и И.А.Летушовой [1968] на две подстадии — Д₁ и Д₂; И.И.Амосовым и Тан Сю-и [1961] она разделялась на три подстадии — I₁, I₂ и I₃.

Верхняя граница стадии Д (или подстадии Д₁) характеризуется следующими величинами химических и физических параметров. Выход летучих

веществ составляет 46–48% из восстановленных углей и 41–47% из слабо-восстановленных (средний 44%), содержание углерода – соответственно 76–77 и 74–76% (среднее 76%), теплота сгорания – 7200–7600 и 7200–7300 ккал/кг (средняя 7300 ккал/кг), степень отражения в масляной иммерсии – 0,40 и 0,60–0,65% (средняя 0,51%), в воздухе – 68 и 77 усл. ед. (средняя 72 усл. ед.). Гуминовые кислоты на этой стадии если и присутствуют, то в очень незначительных количествах.

Промежуточная стадия БД нами не выделяется из-за неясности отнесения ее к диа- или катагенезу. И.И.Аммосов с соавторами объединяли ее вместе с блестящими бурыми углями в третью стадию (O_3 и I_1).

Газовым углям отвечают также две подстадии – G_1 и G_2 . И.И.Аммосов и Тан Сю-и [1961] выделяли на данном отрезке три подстадии (II_{1-3}). Существенные изменения петрографического состава на этой стадии не отмечены, не считая стирания свойств резинита. Химические и физические параметры приведены в табл. 2.

Верхняя граница стадии Г фиксируется по следующим данным: выход летучих веществ – 39–46% из восстановленных углей и 35–38% из слабо-восстановленных (средний 39%), теплота сгорания – соответственно 8000–8100 и 7900–8000 ккал/кг (средняя 8000 ккал/кг), содержание углерода – 80–81% для восстановленных и слабовосстановленных углей, степень отражения в масляной иммерсии – 0,55 и 0,80% (средняя 0,68%), в воздухе – 76 и 81–83 усл. ед. (средняя 79 усл. ед.).

Жирным углям, по мнению всех исследователей, отвечают три подстадии. Но, поскольку с конечной подстадией J_3 связаны наиболее значительные изменения углей, представляется целесообразным выделить эту подстадию в самостоятельную стадию ЖК.

В жирных углях петрографические изменения незначительны, но уже здесь стираются свойства резинита за счет слияния с витринитом. На подстадии J_2 отмечается инверсия истинной плотности: уменьшение сменяется увеличением.

Верхняя граница стадии характеризуется выходом летучих веществ, равным 37–40% из восстановленных углей и 30–34% из слабовосстановленных (средний 35%), теплотой сгорания – соответственно 8400–8500 и 8300 ккал/кг (средняя 8375 ккал/кг), содержанием углерода – 85%, степенью отражения в масляной иммерсии – 0,80–0,85 и 1,10% (средняя 0,96%), в воздухе – 84–85 и 89% (средняя 87%).

Метагенез. Начало метагенеза совпадает с наиболее серьезными изменениями в молекулярной структуре угля, заключающимися прежде всего в ароматизации – появлении большого количества новых ядер ароматического углерода, что определяет скачкообразное изменение его химических и физических свойств.

Кроме того, начало метагенеза характеризуется описанной в предыдущих разделах инверсией свойств углей по большинству показателей химического состава и физических свойств.

Петрографические изменения здесь также весьма существенны.

Группа стадий метагенеза может быть разделена на раннюю и позднюю подстадии. К первой относятся стадии углефикации – ЖК, К и ОС, ко второй – стадия Т.

Стадия ЖК (или подстадия J_3 И.И.Аммосова, Н.Г.Ким и И.А.Лету-

шовой, Л.И.Сарбеевой и др.) — начальная стадия метабенеза, является граничной и поэтому повышена в ранге с соответствующим изменением маркировки и названия.

Именно на этой стадии проявляется второй скачок углефикации в витринитах, определяемый следующими примерными данными: содержание углерода — 87%, выход летучих веществ — 43%, средний показатель отражения в масляной иммерсии — 0,6% [Штах и др., 1978].

Этот скачок совпадает с известным "скачком углефикации", или "скачком Штаха", в экзинитах и приблизительно с уровнем, на котором прекращается нефтеобразование. Скачок вызван резким уменьшением содержания кислорода в результате выделения его в виде CO_2 и H_2O и началом выделения H в форме CH_4 , а также значительным уменьшением выхода летучих веществ.

Петрографические изменения характеризуются началом слияния экзинита с витринитом, обусловленного приобретением экзинитом химических и физических свойств витринита (прежде всего оптических), которые делают его на следующей стадии уже неотличимым от последнего.

Положение верхней границы стадии ЖК, границы метабенеза с катагенезом, фиксируется выходом летучих веществ, равным 32–33% из восстановленных углей и 28% из слабовосстановленных (средний 30%), теплотой сгорания — соответственно 8500–8700 и 8550 ккал/кг (средняя 8575 ккал/кг), содержанием углерода — 86–88% (среднее 87%), показателем отражения в масляной иммерсии — 1,10 и 1,30% (средний 1,20%), в воздухе — 90 и 95 усл. ед. (средний 92 усл. ед.).

Стадия К имеет две подстадии — K_1 и K_2 . В отличие от предыдущих стадий (Д–Ж), где еще наблюдаются клеточные структуры растительных тканей, на стадии К эти структуры сохраняются лишь частично.

Происходит резкое сближение оптических свойств экзинита с витринитом, они уже не различаются, наблюдается только один витринит.

Верхняя граница стадии определяется следующими данными: выход летучих веществ — 27–28% для восстановленных углей и 25% для слабовосстановленных (средний 26%), теплота сгорания — 8500–8750 и 8500–8600 ккал/кг (средняя 8590 ккал/кг), содержание углерода — 88,0–88,5 и 88,0–89,0% (среднее 88,4%), показатель отражения в масляной иммерсии — 1,20 и 1,45% (средний 1,32%), в воздухе — 92 и 98 усл. ед. (средний 95 усл. ед.).

Стадия ОС обычно по химическим показателям на подстадии не разделяется. Л.И.Сарбеева [1975] по показателям отражения и преломления выделяет две подстадии — OC_1 и OC_2 , которые характеризуются следующими показателями (табл. 5).

На стадии ОС не наблюдаются заметные петрографические изменения, однако фиксируются изменения химического состава и физических свойств. С этой стадией связано увеличение содержания аналитической влаги, до этого уровня закономерно уменьшавшегося.

Верхняя граница стадии определяется такими показателями: выход летучих веществ — 21% из восстановленных углей и 17–18% из слабовосстановленных (средний 19%), теплота сгорания — соответственно 8700–8750 и 8600–8750 ккал/кг (средняя 8700 ккал/кг), содержание углерода — 87,6–90,6 и 89,0–90,5% (среднее 89,4%), показатель отражения в масляной им-

Показатели отражения и преломления витринита углей стадии ОС

Подстадия	$R_{\max}^a, \%$	$R_{\max}^o, \%$	N
ОС ₁	9,8–10,2	1,50–1,70	1,895–1,905
	10,5–10,8	1,80–2,00	1,920–1,935
ОС ₂	10,2–10,5	1,70–1,90	1,905–1,925
	10,8–11,3	2,00–2,25	1,935–1,960

мерсии – 1,50 и 1,80% (средний 1,65%), в воздухе – 98 и 105–108 усл. ед. (средний 102 усл. ед.).

С т а д и е й Т, относимой к позднему метазенезу, заканчивается этот процесс. Она разделяется на две подстадии – Т₁ и Т₂. Изменения на стадии Т весьма ощутимы. Прежде всего становится неразличимой текстура угля, которая до этой стадии проявлялась в виде четкой слоистости.

На уровне содержания углерода 91%, выхода летучих веществ 8% и среднего показателя отражения в масляной иммерсии 2,5% происходит третий скачок углефикации в витринитах [Штах и др., 1978], вызванный выделением больших количеств Н с форме СН₄, как следствие особенно быстрой ароматизации и конденсации колец. С этой стадии начинает уменьшаться теплота сгорания углей, которая непрерывно увеличивалась в ряду углефикации от бурых углей до углей ОС.

Верхняя граница устанавливается по следующим показателям: выход летучих веществ – из восстановленных углей 15–17%, из слабовосстановленных 11,0–13,5% (средний 14%), теплота сгорания – соответственно 8780–8800 и 8700–8800 ккал/кг (средняя 8770 ккал/кг), содержание углерода – 89,5–90,6 и 90,0–91,0% (среднее 90%), степень отражения в масляной иммерсии – 1,90 и 2,25% (средняя 2,08%), в воздухе – 105 и 113 усл. ед. (средняя 109 усл. ед.).

Метаморфизм. Метаморфизм – последний этап существования угля. Его наступление фиксируется серьезными изменениями всех показателей качества. На этой стадии уже не сохраняются клеточные структуры тканей. Макрокомпоненты или литотипы углей: витрен, кларен и др. – становятся неразличимы, но среди микрокомпонентов вновь начинают проявляться оптические свойства экзинитов.

Группа стадий метаморфизма подразделяется на раннюю и позднюю подстадии, включающие соответственно стадии ПА и А и метаантрациты.

С т а д и я П А характеризуется следующими показателями: выход летучих веществ – 8,5% из восстановленных углей и 7,0–7,5% из слабовосстановленных (средний 7,9%), теплота сгорания – соответственно 8550–8680 и 8400–8610 ккал/кг (средняя 8560 ккал/кг), содержание углерода – 91,1–92,1 и 91,5–92,5% (среднее 91,8%), степень отражения в масляной иммерсии – 2,50 и 3,05% (средняя 2,78%), в воздухе – 118 и 128 усл. ед. (средняя 123 усл. ед.).

С т а д и я А подразделяется на три подстадии: А₁₊₂, А₃₊₄ и А₅₊₆. На первую из них приходится четвертый, и последний, скачок углефика-

Показатели отражения и преломления витринита углей стадии А

Подстадия	$R_{\max}^a, \%$	$R_{\max}^o, \%$	N
A ₁	12,3–12,8	2,75–3,00	1,975–1,980
	13,3–14,0	3,50–4,25	1,990–2,000
A ₂	12,8–13,3	3,00–3,50	1,980–1,990
	14,0–14,7	4,25–5,00	2,00–2,02
A ₃	13,3–14,0	3,50–4,25	1,990–2,00
	14,3–15,0	5,00–5,75	2,02–2,03
A ₄	14,0–14,7	4,25–5,00	2,00–2,02
	15,0–16,0	5,75–6,60	2,03–2,05
A ₅	14,5–16,0	5,00–5,75	2,02–2,03
	15,7–17,6	6,50–7,40	2,05
A ₆	16,0–17,0	5,75–6,50	2,03–2,05
	17,5–18,0	7,25–8,00	2,05

ции витринитов на рубеже, определяемом следующими данными: содержание углерода – 93,5%, выход летучих веществ – 4%, средний показатель отражения в масляной иммерсии – 3,7% [Штах и др., 1978]. Этот скачок вновь вызывается выделением большого количества водорода, очередным усилением ароматизации и конденсации колец. В антрацитах "достигается предельное содержание ароматического углерода, упорядоченного в слои. Параллельно уложенные в пакеты, они располагаются вдоль плоскости напластования" [Касаточкин, 1969, с. 245]. Электронно-микроскопические исследования, проведенные нами [Мазор, Проница, 1980], подтверждают такой взгляд на строение антрацитов.

Многие бывшие экзиниты, в частности куинит, на стадии А отличаются более высокой степенью отражения по сравнению с витринитом. На подстадии A₃₊₄ и выше (метаантрациты по классификации ФРГ) отражение витринитов впервые в ряду углефикации начинает превышать отражение инертинитов за счет потери остатков Н и О и обогащения С.

Граница стадии А с предыдущей проводится по следующим данным: выход летучих веществ – из восстановленного угля 5,0–6,5%, из слабо-восстановленного 3,0–5,5% (средний 5%), теплота сгорания – соответственно 8250–8450 и 8190–8390 ккал/кг (средняя 8320 ккал/кг), содержание углерода – 92,5–93,0 и 93,0% (среднее 92,9%), показатель отражения в масляной иммерсии – 2,75 и 3,50% (средний 3,12%), в воздухе – 123 и 133 усл. ед. (средний 128 усл. ед.).

Л.И. Сарбеева [1975] по степени отражения и преломления разделила обобщенную по химическим характеристикам стадию А на отдельные подстадии (табл. 6).

Стадия метаантрацитов включает ряд углей. Под этим названием понимаются различные продукты превращения. В классификации стадий углефикации ФРГ – это угли с максимальной степенью отражения в масляной иммерсии – более 4 и до 10%, в классификации США

верхняя граница по степени отражения опущена значительно ниже. И.И. Аммосов с соавторами [1979] проводят границу между антрацитами и суперантрацитами по степени отражения витринита в масляной иммерсии, равной 5,5%. В.О. Кушнірук с соавторами [1977], помимо этой стадии, выделяют еще стадию графитоидов (субграфитов), что, по-видимому, правильно. Однако объемы этих понятий пока еще не ясны и нет установившихся представлений.

Нами к стадии метаантрацитов отнесены, с достаточной долей условности, угли подстадии A_{3+6} с граничными показателями отражения в масляной иммерсии около 5%, в воздухе 146 усл. ед., с действительной плотностью выше $1,63 \text{ г/см}^3$.

Ультраметаморфизм. На стадии ультраметаморфизма угли уже не существуют, поскольку они переходят в вещество с кристаллической структурой, состоящее из параллельных слоев гексагонально связанных атомов углерода, с расстоянием между слоями $1,42 \text{ \AA}$, т.е. в графит. Элементарной единицей графита служит ароматическое кольцо С. Конденсированные кольца образуют плоские углеродные сетки, последние — пакеты. Возникновение многочисленных ядер конденсации с их последующей поликонденсацией начинается со стадии жирных углей. В процессе углефикации происходит наращивание плоских сеток и появление двухмерной упорядоченности, в процессе графитизации достигается трехмерная упорядоченность структуры [Касаточкин, 1969].

Графиты угольных бассейнов, образованные за счет контактового воздействия интрузий на угольные пласты, как правило, не отличаются 100%-ной упорядоченной кристаллической структурой и соответственно 100%-ным содержанием С. В их элементном составе наблюдаются также Н, О и другие элементы, хотя и в незначительных количествах.

Так, в Тунгусском бассейне на известных графитовых месторождениях, образованных за счет воздействия интрузивных траппов (долеритов) на угольные пласты, — Курейском, Ногинском, Фатьянском, а также в графитах эруптивной брекчии на месторождении Норильск-1 содержание С на горючую массу колеблется в довольно широких пределах — от 97,13 до 99,84%, весовой выход летучих на горючую массу достигает 4% и более, объемный — до 7,5% и более, содержание Н на горючую массу максимальное, равно 1,1%.

Степень графитизации (М), определенная по методике Ю.М. Королева, варьирует в пределах 169—176, в то время как в кристаллографически совершенных графитах она достигает 200 [Пронина, 1980].

Намеченная стадийность, детализированная до подстадий и охарактеризованная химическими и физическими показателями, позволит в дальнейшем при наличии основных параметров углефикации однозначно решать вопрос о принадлежности угля к той или иной подстадии, стадии, группе стадий или их подстадий, сопоставлять изостадийные угли между собой в одном и разных бассейнах и до известной степени прогнозировать некоторые показатели качества по уже известным.

Кроме того, точное знание стадийного положения углей будет способствовать решению ряда геологических задач — от стратиграфических до палеотектонических и палеогеографических, в том числе при реконструкции глубин погружения, мощностей перекрывающих отложений, палеотемпера-

тур и т.д. Примером решения подобных задач является работа Ю.В. Степанова [1979]. Важен и нефтяной аспект подобных исследований, включающий прогноз коллекторских свойств, условий прогресса толщ и ряд других вопросов.

ЛИТЕРАТУРА

- Аммосов И.И., Горшков В.И.* Взаимосвязь катагенеза и нефтегазоносности отложений Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Рассеянные включения углей в осадочных породах. М.: Наука, 1969, с. 5–80.
- Аммосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П., Калмыков Г.С.* Витринит как показатель палеотемператур и термогенеза нефтеобразования. — В кн.: Петрография и генезис угля. М.: Наука, 1979, т. 4, с. 90–97.
- Аммосов И.И., Тан Сю-и.* Стадии изменения углей и парагенетические отношения горючих ископаемых. М.: Изд-во АН СССР, 1961. 119 с.
- Богданова М.В.* Закономерности изменения бурых углей Украины в процессе углефикации. — В кн.: Вопросы метаморфизма углей и эпигенеза вмещающих пород. Л.: Наука, 1968, с. 25–36.
- Богданова М.В.* Зависимость химической характеристики бурых углей от факторов углеобразования. — В кн.: Метаморфизм углей и эпигенез вмещающих пород. М.: Недра, 1975, с. 29–41.
- Вальц И.Э.* Петрографические признаки бурых углей. — В кн.: Метаморфизм углей и эпигенез вмещающих пород. М.: Недра, 1975, с. 26–29.
- Вассоевич Н.Б.* О происхождении нефти. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1975, № 5, с. 3–23.
- Вопросы метаморфизма углей и эпигенез вмещающих пород. Л.: Наука, 1968. 331 с.
- Касаточкин В.И.* Элементы структурной химии углей. — В кн.: Структурная химия углей и углей. М.: Наука, 1969, с. 235–248.
- Ким Н.Г., Летушова И.А.* Закономерности изменения химических свойств углей в ряду регионального метаморфизма. — В кн.: Вопросы метаморфизма углей и эпигенеза вмещающих пород. Л.: Наука, 1968, с. 106–121.
- Кушнірук В.О., Іванців О.Е., Уженков Г.О.* Природа та властивості вуглистої речовини різних ступенів метаморфізму. Київ, Наук. думка, 1977. 159 с.
- Мазор Ю.Р.* Процессы преобразования органического вещества и их корреляции. Угольные бассейны и условия их формирования. Часть 2. Накопление, преобразование органического вещества угольных пластов. — В кн.: Тез. докл. VI Всесоюз. геол. угольного совещания. Львов, 1980а, с. 10.
- Мазор Ю.Р.* Процессы преобразования органического вещества. — 26 Congrès Géologique International, Résumés, vol. III, Section 14. Paris, 1980b, p. 1061.
- Мазор Ю.Р., Матвеев А.К.* Изменение углей и вмещающих их пород. — Литология и полез. ископаемые, 1974, № 6, с. 68–80.
- Мазор Ю.Р., Пронина Н.В.* Основные факторы графитообразования. — В кн.: Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые. М.: Наука, 1980, с. 126–135. Метаморфизм углей и эпигенез вмещающих пород. М.: Недра, 1975. 255 с.
- Минчев Д., Шишков Г.* О поведении исходной растительной массы при биохимических и геохимических процессах углеобразования. — В кн.: Петрография и генезис угля. М.: Наука, 1979, т. 4, с. 146–154.
- Неручев С.Г., Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В.* О шкале катагенеза в связи с нефтеобразованием. — В кн.: Горючие ископаемые. М.: Наука, 1976, с. 47–62. (МГК, 25-я сес. Докл. сов. геологов. Пробл. 7).
- Пронина Н.В.* Условия графитообразования в Тунгусском бассейне: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М.: МГУ, 1980. 19 с.
- Сарбеева Л.И.* Оптические свойства и микротвердость микрокомпонентов углей. — В кн.: Метаморфизм углей и эпигенез вмещающих пород. М.: Недра, 1975, с. 54–79.
- Степанов Ю.В.* Методы петрологии при решении геологических задач. — В кн.: Петрография и генезис угля. М.: Наука, 1979, т. 4, с. 174–176.
- Тайхмюллер М., Тайхмюллер Р.* Катагенез угля (углефикация). — В кн.: Диагенез и катагенез осадочных образований. М.: Мир, 1971, с. 353–377.

Успенский В.А., Радченко О.А., Смирнова Н.Б. О построении шкалы углефикационного преобразования фоссилизированного органического вещества по данным его химико-вещественного состава. — Химия твердого топлива, 1981, № 2, с. 3–9.

Штах Э., Маковски М.-Т., Тейхмюллер М. и др. Петрология углей. М.: Мир, 1978. 554 с.

Jacob H. Die Bildung der Kohlen unter besonderer Berücksichtigung der biochemischen Phase. — Geol. Jb., 1961, Bd. 78, S. 103–122.

Patteisky K., Teichmüller M. Inkohlungs-Verlauf, Inkohlungs – Maßstäbe und Klassifikation der Kohlen auf Grund von Vitrit-Analysen. — Brennst.-Chem., 1960, Bd. 41, S. 79–137.

Roselt G. Zur Entwicklung und Veränderung organischer Substanz und Bildung fossiler Brennstoffe. — Ztschr. angew. Geol., 1980, Bd. 26, H. 7, S. 342–350.

Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence. B. etc., 1978, p. 71.

УДК 553.982

О.К. Баженова

СИНГЕНЕТИЧНО-НЕФТЕНОСНЫЕ ГЛИНИСТО-КРЕМНИСТЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Нефтеносность материнских свит представляет особый интерес, поскольку реализация нефтематеринского потенциала (P_{HM}) внутри них происходит наиболее полно в связи с наименьшими миграционными потерями углеводородов (УВ) и максимальных коэффициентов аккумуляции. Сингенетичные месторождения нефти известны в бассейнах как древних и молодых платформ, так и складчатых областей. С момента открытия Салымской группы месторождений в Западной Сибири, связанных с баженовской свитой, интерес к подобным месторождениям резко возрос.

Одним из них является месторождение Окружное на о-ве Сахалин. Нефтематеринскими и коллекторскими породами для нефти здесь служат силициты пиленгской свиты миоценового возраста — опоквидные силициты, халцедонолиты и кремнистые аргиллиты, отличающиеся в структурном отношении и по содержанию кремнезема. В разрезе преобладают опоквидные силициты, содержание кремнезема в которых достигает 60–75%; SiO_2 представлен здесь опалом-КТ, реже кварц-халцедоновыми модификациями. Плотность пород меняется в пределах 1,6–2,35 г/см³, мода около 2 г/см³, катагенетическая преобразованность их в пределах месторождения отвечает грациям PK_3 – MK_1 , MK_1 . Содержание $C_{орг}$ 0,3–3%, мода около 1%, по типу органического вещества (ОВ) алиновое, видимо, с примесью амикагиновых компонентов, о чем свидетельствует несколько повышенное содержание N в нерастворимой части ОВ (НОВ) — около 2%. Породы уже на уровне протокатагенеза (PK_3) характеризуются повышенной битуминизацией ($\beta \sim 10$ –12%) и наличием масел в ХБ (А), а в их составе — метаново-нафтенных УВ. Эти породы, как и другие фитогенные силициты, рассматриваются в качестве пород с повышенным P_{HM} , который является в определенной мере унаследованным. P_{HM} их связан с некоторыми особенностями состава и экологии водорослей с кремневой функцией, и прежде всего диатомовых, являющихся источником как ОВ

так и кремнезема [Баженова и др., 1979; Бурлин и др., 1976]. Формированию осадков подобного типа способствовала высокая биопродуктивность диатомовых, обусловленная поступлением в бассейн седиментации дополнительных порций ювенильного кремнезема, а также, возможно, P, V, и пирокластического материала в эпохи повышенной тектонической активности.

Породы пиленгской свиты, и прежде всего опоковидные силициты, являются и коллектором, глобулярная структура которого создает общую пористость 15–25%, причем эффективная пористость отличается от общей незначительно. Размер межглобулярных пустот изменяется в пределах 2,5–0,5 мкм, более 50% составляют поры в 1–2 мкм. Порода пронизана сетью микротрещин причем трещинная проницаемость, по данным А.И. Юрочко [1981], достигает 40 мДарси, а трещинная пористость – 0,85%. Нефтенасыщенность пород на Окружном месторождении, определенная прямым методом, составляет 31–62%, в среднем 45% [Юрочко, 1981]. Коллектор в пиленгской свите по типу трещинно-поровый, основной объем флюида содержится в межглобулярных порах и остатках биоморфных пустот матрицы породы, проницаемость породы, обеспечивающая перемещение и притоки нефти, трещинная.

Среди кремнистых нефтематеринских пород известны и другие литотипы, которые одновременно являются и нефтесодержащими. Так, например, миоценовые диатомиты Мак-Китрик (Калифорния) сложены опалом-А, находятся на градации катагенеза не выше ПК₁. Пористость их очень высокая – 40–50%; коллектор – биоморфный, возник за счет сетчатого каркаса скелетов диатомей. Нефть занимает 15% объема породы. Диатомиты Мак-Китрик разрабатываются в целях получения "сланцевого масла" [Earnest, 1981].

Фтаниты Южного Урала, характеризующиеся повышенным содержанием ОВ (3–5%) и находящиеся на градациях среднего мезокатагенеза, содержат в трещинах нафтидопроявления типа керита и антроксолита, видимо сингенетичные вмещающим породам.

Таким образом, фитогенные силициты, достаточно широко распространенные в разрезах складчатых областей кайнозоя и палеозоя, могут быть сингенетично нефтеносными. На всех этапах постдиагенетической истории их нефтематеринские и коллекторские свойства неразрывно связаны с минеральным составом и структурой пород, определяемых степенью их постдиагенетической эволюции.

Баженовская свита (J₃) Западной Сибири – классическая нефтепроизводящая толща, характеризующаяся широким площадным распространением, фациальной выдержанностью, высокими содержаниями ОВ – 5–20%, относится к группе кремнисто-глинистых или отдаленно-кремнистых формаций (по Н.С. Шатскому). Кремнезем присутствует здесь в породах как в тонкорассеянном состоянии, так и в виде мелких линзочек и остатков фауны. По генезису кремнезем биогенный, отмечена четкая корреляция содержания SiO₂ и ОВ по площади и по типам пород. И.Н. Ушатинский с соавторами [1980] выделяют в разрезе свиты несколько литотипов кремнисто-глинистых пород: 1) силицит с содержанием SiO₂ до 90%, в среднем 72%, SiO₂аут – 55%, C_{орг} – 11,8% (силициты составляют 67% общей мощности свиты в Салымском, Сургутском, Красноленинском районах);

2) глина массивная битуминозная кремнистая, среднее содержание SiO_2 — 60,8%, $\text{SiO}_{2\text{аут}}$ — 36%, $\text{C}_{\text{орг}}$ — 12% (доля этих пород в разрезе весьма значительна — они составляют 35–41% в Салымском, Красноленинском, Каймысовском районах и 67% в Сургутском); 3) глина битуминозная кремнистая листоватая: SiO_2 — 42%, $\text{SiO}_{2\text{аут}}$ — 19%, $\text{C}_{\text{орг}}$ — 8,35% (содержание этих пород в разрезе указанных районов составляет 47; 46; 40 и 32% соответственно). Слабокремнистые и слабобитуминозные глины играют незначительную роль в разрезах.

Источником кремнезема и ОВ в баженовской свите были перидиниевые водоросли и примитивные диатомовые [Ровнина и др., 1980]. Высокие потенциальные качества диатомового фитопланктона известны. Перидиниевые водоросли в настоящее время занимают второе место после диатомовых по биопродуктивности. Так же как диатомовые, перидинией в качестве запасных веществ накапливают "масло", состоящее в основном из ненасыщенных жирных кислот. Содержание липидных компонентов в перидиниях в среднем невелико — 3,5–5%, но в определенных экологических условиях они могут накапливать липиды. Так, например, у некоторых видов перидинией в момент отмирания содержание липидов достигало 20% [Барашков, 1972]. Остатки радиолярий, наблюдаемые в породах баженовской свиты, могли быть дополнительным источником кремнезема, но вряд ли они служили поставщиками ОВ, так как современные радиоляриевые илы и радиоляриты разного возраста характеризуются низкими содержаниями ОВ и ничтожной битуминизацией. Таким образом, высокий нефтематеринский потенциал кремнисто-глинистых пород баженовской свиты в значительной степени обусловлен исходным ОВ в составе высокопродуктивного микрофитопланктона с кремневой функцией — диатомовых и перидинией.

Нефти баженовской свиты сингенетичны вмещающей толще. Генетическое единство РОВ и нефтей было доказано О.А. Арефьевым с соавторами [1980], обнаружившими сходство индивидуального состава низкокипящих УВ и высокомолекулярных реликтовых алканов в образцах ОВ пород баженовской свиты и содержащихся в них нефтей.

О природе коллектора баженовской свиты высказано много различных точек зрения. Ряд исследователей связывают образование коллектора в баженовской свите с повышенной трещиноватостью в зонах развития тектонических напряжений, которые проявились в виде палеосейсмичности и горизонтальных движений блоков фундамента (В.П. Сонич, Л.Г. Судат, В.С. Мелик-Пашаев, А.И. Степанов, Ю.А. Терещенко и др.). Согласно И.И. Нестерову, Ф.Г. Гурари и другим авторам, появление коллектора было обусловлено специфичностью седиментационных, диагенетических и катагенетических процессов, в результате которых произошла трансформация микрослоистых глин в макросланцеватые породы, чему способствовали генерационные и миграционные процессы. О.Г. Зарипов с соавторами [1980] считают, что определяющим фактором образования коллектора является расслоение пород под воздействием высоких давлений, возникающих в очагах генерации в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) при затрудненной эмиграции образовавшихся УВ. По мнению Т.В. Дорофеевой [1980], коллектор баженовской свиты трещинно-поровый, пористость его вторичная, постседиментационная, возникшая в катагенезе в мо-

мент интенсивной генерации нефти. Преобладающий размер пор в породах 1—4 мкм, притоки же нефти обусловлены трещинной проницаемостью.

Таков далеко не полный перечень различных взглядов на условия формирования и природу коллектора баженовской свиты. Характерен тот факт, что большинство исследователей связывают время формирования коллектора с главной фазой нефтеобразования (ГФН), считая, что интенсивная генерация УВ обуславливает ряд взаимосвязанных процессов: возникновение в очаге генерации аномально высоких пластовых давлений (АВПД), высвобождение пространства за счет экстракции части ОВ, микротрещиноватость и в результате — формирование коллектора. Многие исследователи (О.Г. Зарипов, Т.В. Дорофеева, В.А. Скоробогатов и др.) подчеркивают, что промышленная нефтегазоносность баженовской свиты наблюдается в тех районах и на тех структурах, где содержание $C_{орг}$ в глинах превышает 8%, мощность выше- и нижележащих небитуминозных глин не менее 15—20 м, а современные пластовые температуры не ниже 115—120°С [Скоробогатов, 1979].

Не ставя под сомнение ни одно из вышеприведенных объяснений формирования коллектора в баженовской свите, сравним его с коллектором пиленгской свиты Сахалина. Сходство их заключается в том, что оба коллектора трещинно-поровые, основной объем нефти содержится в межзерновых или межглобулярных порах в матрице породы, размеры пустот составляют первые микроны, а проницаемость пород обусловлена трещиноватостью и микротрещиноватостью. Отличия этих двух сингенетично нефтеносных в пределах месторождений толщ, помимо состава пород, заключаются в содержании ОВ, степени его катагенетической преобразованности и современных температурах. Все эти показатели на месторождениях в баженовской свите более высокие. Если принять, что большая часть порового пространства в породах баженовской свиты формируется за счет расхода ОВ в период интенсивной генерации УВ, то температуры формирования коллектора должны отвечать максимуму ГФН, т.е. при меньших температурах в данной толще коллектор подобного типа не образуется. Обогащенность материнских пород ОВ играет явно положительную роль при первичной миграции УВ. Как показал П. Дики [Dickey, 1975], миграция в материнских толщах идет легче в породах, обогащенных ОВ, так как в них имеются поверхности пор, смоченные микронешью, при высокой концентрации битумоида и низком содержании подвижной воды первичная миграция происходит в виде непрерывной нефтяной фазы. Вопрос заключается в том, какие содержания ОВ и битумоидов нужно считать "высокими". В породах баженовской свиты этот процесс реализуется при содержании $C_{орг}$ более 7—8%, а в породах пиленгской свиты — при концентрациях $C_{орг}$ 1—3%.

Пористость кремнистых пород пиленгской свиты обусловлена их глобулярной микроструктурой, образовавшейся вследствие перехода опала-А в опал-КТ в протокатагенезе. Глобулярная микроструктура сохраняется в раннем мезокатагенезе, т.е. условия возникновения межглобулярной пористости значительно мягче. Может ли существовать коллектор подобного типа в кремнистых и глинисто-кремнистых разностях баженовской свиты? Этот вопрос рассматривался многими исследователями. Так, Р.А. Коньшева и Р.С. Сахибгареев [1976] отмечали, что биогенным детритом, и прежде

всего детритом диатомовых, обогащены все литологические разности пород баженовской свиты. В отдельных разностях биогенные поры занимают 20–35% площади шлифа. По данным Л.В. Ровниной с соавторами [1980, с. 152], "в отдельных прослоях тонкий детрит диатомовых и других микроорганизмов... составляет более 50% породы. При увеличении в 320–480 раз наблюдается ажурная структура породы за счет сетчатых обломков диатомовых с правильным расположением относительно друг друга отверстий...". Эти же авторы отмечают, что для Салымского района характерны самое большое содержание диатомовых и самая повышенная кремнистость. Известно также, что именно в Салымском районе открыты основные промышленные месторождения нефти в баженовской свите. Очевидно, связывать эти два обстоятельства оснований пока явно недостаточно, но этот вопрос заслуживает самого тщательного изучения.

Таким образом, микрофитопланктон с кремневой функцией играет основную роль в формировании нефтематеринского потенциала как кремнистых, так и отдаленно-кремнистых нефтематеринских толщ. Структура фитогенно-кремнистых пород на всех этапах постдиагенетической истории обуславливает формирование их коллекторских свойств и предопределяет наличие в них резервуара. Возможно, что и в отдаленно-кремнистых формациях фитогенный кремнезем также влияет на структуру коллектора.

ЛИТЕРАТУРА

Арефьев О.А., Гуляева Н.Д., Петров А.А. Сравнительное изучение углеводородного состава битумоидов баженовской свиты и нефтей Западной Сибири. – В кн.: Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. М.: ИГиРГИ, 1980, с. 120–127.

Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Карнюшина Е.Е., Конюхов А.И. Особенности нефтеобразования в кремнистых породах. – В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 60–67.

Барашков Г.К. Сравнительная биохимия водорослей. М.: Пищ. пром-сть, 1972. 335 с.

Бурлин Ю.К., Баженова О.К., Карнюшина Е.Е., Конюхов А.И. К проблеме нефтеобразования в кремнистых толщах геосинклинальных областей. – Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология, 1976, № 3, с. 12–24.

Дорофеева Т.В. Особенности формирования емкости в породах баженовской свиты. – В кн.: Коллекторы и покрышки нефтеносных районов. Л.: ВНИГРИ, 1980, с. 7–14.

Зарипов О.Г., Сонич В.П., Юсупов К.С. О механизме образования коллектора в отложениях баженовской свиты Западной Сибири. – В кн.: Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. М.: ИГиРГИ, 1980, с. 48–56.

Коньшева Р.А., Сахибгареев Р.С. О природе емкости в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири. – ДАН СССР, 1976, т. 228, № 5, с. 1197–1199.

Скоробогатов В.А. Геолого-геохимические и палеогеотермические критерии нефтеносности верхнеюрских битуминозных глин баженовской свиты Западной Сибири. – В кн.: Органическое вещество в современных и ископаемых осадках: Тез. докл. VI Всесоюз. семинара. М.: Изд-во МГУ, 1979, с. 237–238.

Ровнина Л.В., Коньшева Р.А., Садовникова Т.К. К вопросу о вещественном составе баженовской свиты Западной Сибири. – В кн.: Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. М.: ИГиРГИ, 1980, с. 148–175.

Ушатинский И.Н., Харин В.С., Гаврилова Л.М. Литологическое строение и вещественный состав юрско-неокомских битуминозных отложений Западной Сибири. – В кн.: Геохимические критерии оценки нефтегазоносности мезозойских отложений Западной Сибири. Тюмень, 1980, с. 39–63. (Тр. ЗапСибНИГНИ; Вып. 157).

Юрочко А.И. Особенности вещественного состава и физических свойств кремнистых пород – коллекторов Окружного месторождения нефти (о. Сахалин). – Геология нефти и газа, 1981, № 9, с. 17–21.

Earnest L.I. Diatomite may yield petroleum (in California). – Geotimes, 1981, vol. 26, N 3, p. 17–19.

Dickey P.A. Possible primary migration of oil from source rock in oil phase. – Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 1975, vol. 59, p. 337–345.

УДК 553.9

М.Я. Рудкевич, Л.С. Озеранская, Н.В. Козмев

О ПРИЧИНАХ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТЕЙ С НАФТЕНОВЫМ ОСНОВАНИЕМ

В настоящее время существуют различные и даже противоположные точки зрения на природу нефтей нафтенового (цикланового) основания.

Согласно гипотезе А.Ф. Добрянского [1948], эти нефти являются первично-генерированными, а в ходе термokatалитических преобразований постепенно переходят в нефти парафинового (алканового) основания. Фактором, определяющим химический тип нефти, является не состав исходного органического вещества (ОВ), а термодинамические условия его преобразования в нефть.

Гипотеза В.А. Успенского [1970] состоит в допущении, что нефти, первично генерированные из рассеянного ОВ в зоне катагенеза, имеют парафиновое основание. Под влиянием гипергенных процессов (биodeградация, выветривание) нефти постепенно приобретают нафтеновый состав.

Существует и третья точка зрения [Ботнева, 1972], заключающаяся в том, что облик нефти определяется и составом исходного нефтематеринского вещества, и геохимическими условиями, существовавшими в различные геологические эпохи.

Анализ обширного геохимического материала для Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) свидетельствует о бесспорной дифференциации состава нефтей и конденсатов под влиянием различных физико-химических процессов, протекающих в недрах. Так, степень метанизации нефтей возрастает в зонах повышенных температур. Вместе с тем первично-нафтеновые нефти в этом регионе нигде не зафиксированы [Рудкевич, Озеранская, 1982]. В краевых зонах нефтегазонакопления, т.е. на границах НГБ и неперспективных земель, обнаруживаются нефти нафтенового состава, образовавшиеся под влиянием гипергенных процессов, включающих биodeградацию.

Различные интенсивность и глубина протекания гипергенных изменений показаны нами на примере нефтей месторождений Часельской нефтегазоносной области (НГО), расположенной в бассейне верхнего течения р. Таз. В этой области открыты Усть-Часельское, Верхнечасельское, Харампурское и Северо-Толькинское месторождения, находящиеся на различных стадиях разведки (рис. 1).

Наиболее широкий стратиграфический диапазон продуктивности установлен на Усть-Часельской площади. Здесь из юрских комплексов отложе-

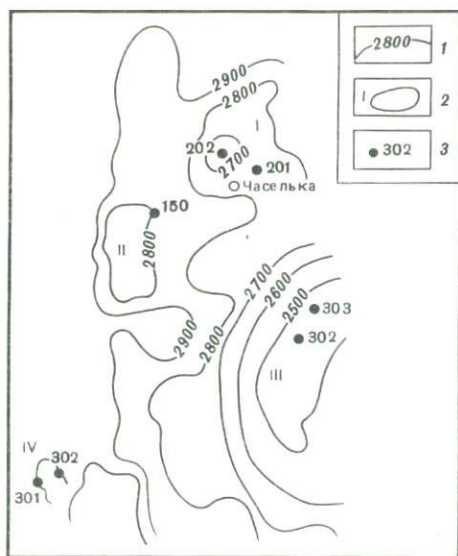


Рис. 1. Обзорная карта Часельской НГО

1 — стратизогипы (в м) отражающего горизонта *Б* (кровля юрских отложений); 2 — разведочные площадки (I — Усть-Часельская, II — Верхнечасельская, III — Северо-Толькинская, IV — Харампурская); 3 — продуктивные скважины

ний (глубины 2650–2840 м) получены нефть и конденсат, из берриас-нижневаланжинского (глубины 2340–2420 м) — газ и тяжелые конденсаты. На остальных площадях притоки нефти, газа и воды отмечены в отложениях ниже-среднеюрского и верхнеюрского комплексов (глубины 2630–2980 м).

Были изучены физико-химические свойства нефтей, конденсатов,

групповой и индивидуальный составы легких фракций (низкокипящие — H_k — 130°, 130–150°C), *n*-алканов C_3 – C_{30} и изопреноидов C_{13} – C_{20} . Физико-химические параметры нефтей определялись по стандартным методикам, индивидуальный углеводородный состав бензиновых фракций — по методике Ал.А. Петрова [Петров и др., 1978]. Состав алканов изучался методом газожидкостной хроматографии нефракционированных нефтей и конденсатов [Максимов, 1981].

Таблица 1

Физико-химическая характеристика нефтей и конденсатов Часельской НГО

Площадь	Номер скважины	Интервал отбора проб, м	Возраст	Пласт
Усть-Часельская	202	234–2346	$K_1 b-v_1$	$BT_{1,4}$
	202	2410–2415	$K_1 b-v_1$	$BT_{1,6}$
	201	2648–2670	J_3	$Ю^0$
	202	2713–2719	J_3	$Ю_1$
	202	2738–2743	J_3	$Ю_1$
	202	2824–2838	J_{1-2}	$Ю_2$
Верхнечасельская	150	2882–2890	J_3	$Ю_1$
Харампурская	301	2949–2953	J_3	$Ю_1$
	302	2974–2979	J_3	$Ю_1$
Северо-Толькинская	302	2627–2632	J_3	$Ю_1^?$
	303	2947–2954	J_{1-2}	$Ю_{1,1}$

Как следует из табл. 1, тяжелые конденсаты (0,840–0,860 г/см³) из бер-риас-нижневаланжинского комплекса (Усть-Часельская площадь, пласты БТ₁₄, БТ₁₆) характеризуются высокими температурами начала кипения, отсутствием смол, асфальтенов, очень низким содержанием S, парафинов и практически полностью выкипают до 300°С (92–93% на конденсат). Высокая плотность рассматриваемых конденсатов связана с незначительной ролью бензиновых фракций (до 150°С – 2–13%), а также с их циклановым (нафтеновым) составом. В бензиновых фракциях (Нк – 130°С) отсутствуют легкие арены (бензол, толуол), а содержания n-алканов ничтожно малы, так что отношения $\Sigma n-Me/\Sigma iso-Me$ имеют аномально низкие значения – 0,01–0,08 (табл. 2).

Нормальные алканы практически отсутствуют, и в тяжелой части описываемых конденсатов на хроматограммах фиксируется значительный "нафтеновый горб", на котором невозможно определить пики n-алканов и изопреноидов ряда C₁₀–C₂₀.

В юрских отложениях Усть-Часельской площади (марьяновская, васюганская, тюменская свиты) были встречены легкие нефти и конденсаты (0,770–0,813 г/см³), малосмолистые, малосернистые, с высоким выходом светлых фракций (см. табл. 1). Плотности нефтей из юрских горизонтов Верхнечасельской, Северо-Толькинской и Харампурской площадей варьируют в пределах 0,813–0,882 г/см³. Все нефти малосмолистые, малосернистые, со средним и высоким выходом светлых фракций. Как следует из табл. 1, для нефтей из юрских горизонтов можно отметить значительные колебания в содержании твердых парафинов (0,6–23%) и светлых фракций (18–82%).

В бензиновых фракциях (Нк – 130°С) алканы нормального и изостроения присутствуют примерно в равных количествах: отношения $\Sigma n-Me/\Sigma iso-Me$ имеют значения 1,0–1,1. Среди цикланов шестичленные структуры зна-

Плотность d_4^{20} , г/см ³	Начало кипения, °С	Содержание, % на нефть				
		фракции до 300°С	смол	серы	асфальтенов	парафинов
0,860	166	92	0,001	0,01	0,001	0,04
0,840	96	93	0,001	0,01	0,001	0,06
0,770	70	95	2,25	0,10	0,001	0,64
0,780	114	90	0,001	0,001	0,001	0,04
0,811	118	82	1,64	0,06	0,03	3,31
0,813	124	46	3,54	0,05	0,24	14,25
0,815	52	50	2,09	0,03	0,05	11,36
0,813	76	69	1,94	0,11	0,15	2,60
0,832	86	55	3,14	0,08	0,30	7,02
0,882	165	25	3,35	0,07	0,46	4,62
0,844	140	18	2,26	0,09	0,82	23,35

Соотношения между углеводородами в бензиновых фракциях нефтей и конденсатов Часельской НГО

Площадь	Номер скважины	Интервал отбора проб, м	Пласт
Усть-Часельская	202	2342–2346	БТ _{1,4}
	202	2410–2415	БТ _{1,6}
	201	2648–2670	Ю ⁰
	202	2713–2719	Ю ₁
	202	2738–2743	Ю ₁
	202	2824–2838	Ю ₂
Верхнечасельская	150	2882–2890	Ю ₁
Харампурская	301	2949–2953	Ю ₁
Северо-Толькинская	302	2627–2632	Ю ₁ ²
	303	2947–2954	Ю ^{1,1}

Таблица 3

Групповой углеводородный состав нефтей Часельской НГО

Площадь	Номер скважины	Интервал отбора проб, м	Пласт	Содержание, % на фракцию 60–300°С		
				алканов	цикланов	аренов
Усть-Часельская	201	2648–2670	Ю ⁰	65,9	21,5	12,6
	202	2738–2743	Ю ₁	39,8	42,4	17,8
	202	2824–2838	Ю ₂	58,9	25,5	15,6
Верхнечасельская	150	2882–2890	Ю ₁	49,9	31,8	18,3
Харампурская	301	2949–2953	Ю ₁	52,4	29,1	18,5
Северо-Толькинская	302	2627–2632	Ю ₁ ²	28,7	54,6	16,7
	303	2947–2954	Ю _{1,1}	70,4	20,5	9,1

чительно преобладают над пятичленными: отношения $\Sigma 6$ чл. $Nf/\Sigma 5$ чл. $Nf = 2,4-3,3$. Содержания аренов равны 0,4–2,2% на фракцию Нк – 130°С (см. табл. 2).

По групповому углеводородному составу легких и средних фракций нефти и конденсаты юрских комплексов относятся к классам алкановому, циклано-алкановому и алканово-циклановому. Количества аренов варьируют в пределах 13–18%, цикланов – 22–55, алканов – 29–66% на фракцию 60–300°С (табл. 3).

Как следует из табл. 3, значительные колебания содержания цикланов и алканов в нефтях юрских комплексов фиксируются как по разрезу многопластового Усть-Часельского месторождения, так и латерально – в пробах из разновозрастных горизонтов, взятых на разных площадях.

В так называемых "нормальных" (алкановых и цикланово-алкановых)

$\Sigma Me/\Sigma Nf$	$\Sigma n-Me/\Sigma iso-Me$	$\Sigma 6 \text{ чл.} Nf/\Sigma 5 \text{ чл.} Nf$	Содержание аренов C_6-C_8 , % на нефть
0,99	0,07	0,33	Следы
0,61	0,08	1,20	Следы
1,20	1,11	2,42	1,44
0,70	1,04	3,27	2,18
0,42	0,27	2,88	1,89
0,70	1,04	2,46	0,40
0,92	1,06	2,59	1,82
1,13	1,20	2,43	1,90
0,16	<0,01	1,77	Следы
1,09	0,37	1,39	Не опр.

нефтях содержание алканов во фракции 60–300°С меняется в пределах 50–70%, цикланов – 20–32%. Повышенные значения цикланов зафиксированы в нефтях из пластов Ю₁ и Ю₁² (васюганская свита, верхняя юра), вскрытых скв. 202 на Усть-Часельской (42%) и скв. 302 на Северо-Толькинской (55%) площадях. В бензиновых фракциях этих нефтей также преобладают цикланы: отношения $\Sigma Me/\Sigma Nf$ имеют значения 0,16 на Северо-Толькинском и 0,42 на Усть-Часельском месторождениях. В "нормальных" нефтях это отношение варьирует в пределах 0,70–1,13.

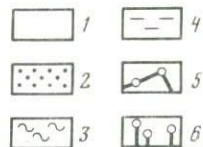
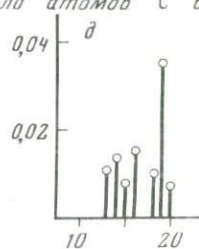
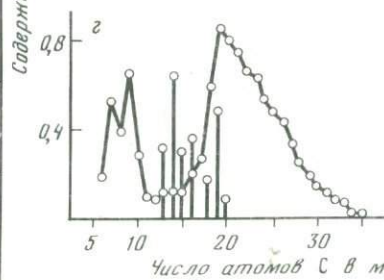
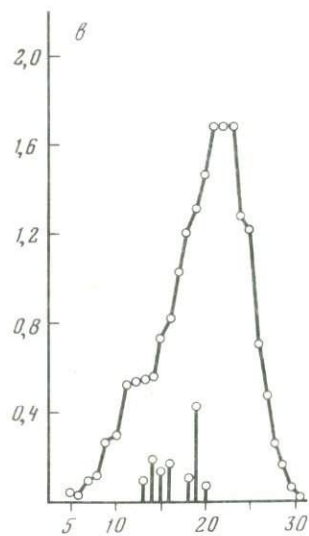
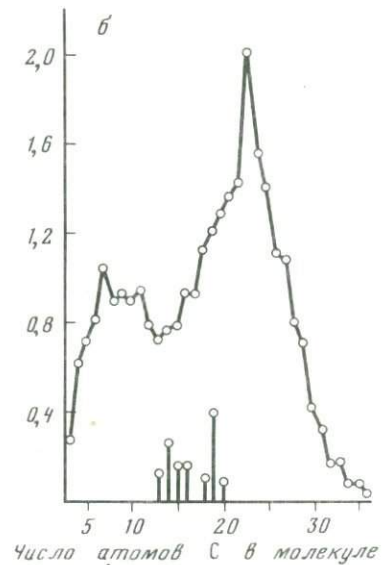
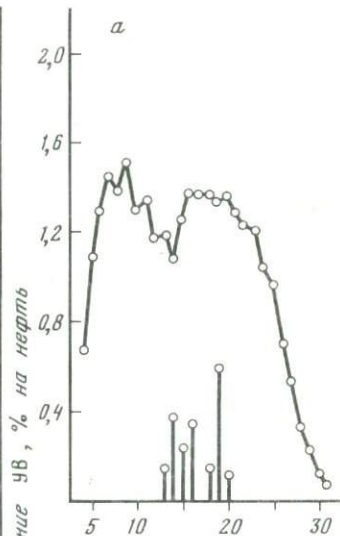
Как следует из хроматограмм, в нефти Усть-Часельской площади (скв. 202, интервал 2738–2743 м) значительно понижены содержания n-алканов ряда $C_{10}-C_{18}$, а в нефти Северо-Толькинской площади (скв. 302, интервал 2627–2632 м) они практически отсутствуют. На фоне большого "нафтенного горба" фиксируются алканы с разветвленной цепью – изопреноиды $C_{13}-C_{20}$.

Анализ диаграмм молекулярно-концентрационного распределения алканов дает возможность проследить и оценить воздействие различных физических и физико-химических процессов на образование и последующее существование нефтей и конденсатов.

Так, в распределении n-алканов нефтей из юрских горизонтов Усть-Часельской, Харампурской, Верхнечасельской площадей обнаруживаются два максимума – в легкой (n- C_7-C_{10}) и в тяжелой (n- $C_{20}-C_{23}$) частях (рис. 2). Для нефтей первых двух площадей величины обоих максимумов близки, в нефти Верхнечасельской площади максимум выражен значительно сильнее. Для нефти Северо-Толькинской площади максимум в легкой части вообще отсутствует. Здесь наиболее высоки содержания алканов ряда $C_{21}-C_{23}$.

Распределение n-алканов в конденсатах из юрских отложений Усть-Часельской и Харампурской площадей характеризуется максимальным содержанием легких компонентов n- C_7-C_8 .

Группа	Система	Свита	Пласт	Характеристика пород	Глубина, м
Мезозойская	Берриас-нижневалдайская	Тарская		•••••	2200
				•••••	2300
			БТ ₁₄	•••••	2400
		Куломзинская		•••••	2500
			БТ ₁₆	•••••	2500
					2500
	Юрская	Матвеевская		Ю ⁰	2600
				Ю ₁	2700
				Ю ₂	2800
				Ю ₃	2900
	Тюменская				



Среди изопреноидов в нефтях юрских отложений описываемых площадей в наибольшем количестве содержится пристан, величина отношения изо-С₁₉/изо-С₂₀ меняется в пределах 5,9–9,8. Эти высокие значения можно рассматривать как показатель того, что исходным для нефтей было ОВ арконового типа. Его накопление и преобразование в диагенезе протекают в субокислительной обстановке [Ильинская, 1980].

Приведенный фактический материал позволяет отнести нефти Усть-Часельской (пласт Ю₂) и Харампурской (пласт Ю₁) площадей к наиболее "сохранным". Нефти из юрских отложений Верхнечасельского и Северо-Толькинского (пласт Ю₁₁) месторождений можно рассматривать как объекты, испытавшие влияние вторичных процессов, что в данном случае выразилось в потере легкокипящих компонентов. На диаграмме распределения *n*-алканов фиксируется преобладающий или единственный максимум в тяжелой фракции (см. рис. 2, б, в).

Отсутствие *n*-алканов, высокий "нафтовый фон" на хроматограммах конденсатов Усть-Часельской площади (пласты БТ₁₄, БТ₁₆) и нефти Северо-Толькинской (пласт Ю₁) указывают на далеко зашедшие вторичные процессы, которые включают не только испарение и растворение низкокипящих компонентов, но и биодеградацию. Как следует из теоретических и экспериментальных данных [Преобразование..., 1970; Тиссо, Вельте, 1981], исчезновение углеводородов идет в последовательности: *n*-алканы (ниже *n*-С₂₅), изопреноидные алканы, циклоалканы (с небольшим количеством циклов) и арены. В последнее время появились доказательства того, что при очень сильной деградации извлекаются даже тетрациклические стераны (в отличие от пентациклических тритерпанов).

Таким образом, нефти и конденсаты из юрских отложений Усть-Часельской, Верхнечасельской, Харампурской площадей по классификации Ал.А. Петрова [Петров и др., 1978] относятся к типу А¹. Теряя низкокипящие компоненты, они переходят в нефти типа А² (Усть-Часельское месторождение, скв. 202, интервал 2738–2743 м). Затем под воздействием микробиологических процессов возникают нефти типа Б. К этому типу относится нефть Северо-Толькинской площади (пласт Ю₁) и конденсаты Усть-Часельской (пласты БТ₁₄, БТ₁₆).

Верхнеюрские отложения подверглись неравномерному размыву перед валанжинской трансгрессией. Этот размыв предшествовал накоплению осадков нижнехетской свиты (берриас – нижний валанжин) и ее аналогов. В результате свита залегает либо на эродированной поверхности пород яновстанской свиты (волжский ярус – нижний берриас), либо непосредственно на отложениях сиговской свиты (оксфорд – кимеридж). По по-

Рис. 2. Схема разреза продуктивных отложений Усть-Часельской площади и диаграммы молекулярно-концентрационного распределения алканов некоторых нефтей
1–4 – типы пород: 1 – существенно глинистые, 2 – алеврито-песчаные, 3 – глинисто-алевритовые, 4 – чередование линзовидных прослоев глинистых, алевритовых и песчаных пород; 5 – кривые *n*-алканов; 6 – линии изопреноидов

Распределение алканов в нефтях верхнеюрского комплекса разведочных площадей: а – Харампурской, скв. 302, интервал 2974–2979 м; б – Верхнечасельской, скв. 150, интервал 2882–2890 м; в – Северо-Толькинской, скв. 303, интервал 2947–2954 м; г – Усть-Часельской, скв. 202, интервал 2738–2743 м; д – Северо-Толькинской, скв. 302, интервал 2627–2632 м

верхности размыва, по-видимому, проникали инфильтрационные воды, с влиянием которых связано разрушение залежи и изменение первоначального облика нефтей. Проникновение инфильтрационных вод убывало с востока на запад (от области обрамления в глубь седиментационного бассейна), поэтому залежи на Верхнечасельской и Харампурской площадях оказались относительно более гидроразделенными, а нефти — менее измененными. Залежи в берриас-нижневаланжинском комплексе (пласты БТ₁₄, БТ₁₆) отличаются невыдержанными флюидоупорами. Непосредственно выше в разрезе залегают континентальные отложения (тарская и вартовская свиты). В восточном направлении от Усть-Часельской площади экранирующие горизонты полностью исчезают, а вся толща опесчанивается, что приводит к значительному проникновению разрушающих инфильтрационных вод.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что в описываемом районе нафтеновые (циклановые) нефти и конденсаты образовались в результате разрушения и гипергенного преобразования первичных "нормальных" алкановых и цикланово-алкановых нефтей. При этом в процессе преобразования, по-видимому, были утрачены низкокипящие углеводороды, которые мигрировали и рассеивались через слабоизолирующий экран. Очевидно, что образование вторичнонафтенowych нефтей является следствием разрушения ранее существовавших залежей. В гидрогеологически закрытых районах Западно-Сибирского НГБ нефти имеют алкановый, цикланово-алкановый и алканово-циклановый состав.

ЛИТЕРАТУРА

- Ботнева Т.А.* Цикличность процессов нефтегазообразования. М.: Недра, 1972. 256 с.
- Брянская Э.К., Оленина З.К., Петров Ал.А.* Анализ прямогонных бензинов методом газожидкостной хроматографии с применением капиллярных колонок. — В кн.: Методы анализа органических соединений нефти, их смесей и производных. М.: Наука, 1969, с. 7–20.
- Добрянский А.Ф.* Геохимия нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1948. 476 с.
- Ильинская В.В.* О влиянии геолого-геохимических факторов на состав реликтовых углеводородов нефтей и органического вещества пород. — Геология нефти и газа, 1980, № 2, с. 39–46.
- Максимов Н.А.* Схема обратной продувки при работе с капиллярной колонкой. — В кн.: Применение хроматографии в химии и химической промышленности: Тез. докл. Пермь, 1981, с. 123.
- Петров Ал.А., Арефьев О.А., Забродина М.Н.* и др. Химические типы нефтей и превращение нефтей в природе. — Нефтехимия, 1978, т. 18, № 2, с. 280–289.
- Преобразование нефтей микроорганизмами. Л.: Недра, 1970. 219 с. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 281).
- Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С.* Нефтегазгеологическое районирование (на примере Западно-Сибирского бассейна). — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1982, № 1; с. 104–115.
- Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 502 с.
- Успенский В.А.* Введение в геохимию нефти. Л.: Недра, 1970. 309 с.

ГЕОХИМИЯ ВОД ОСАДОЧНОЙ ОБОЛОЧКИ И ГЕНЕЗИС ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Водные растворы являются главными подвижными компонентами в осадочной толще и служат важнейшими агентами массопереноса, а следовательно, и важнейшими переносчиками элементов к местам их концентрации, т.е. к залежам полезных ископаемых. Помимо функций массопереноса, водные растворы в стратисфере осуществляют также геохимические функции преобразования вещества, метасоматоза, в результате чего происходит трансформация скоплений различных полезных ископаемых и формирование новых. Водные растворы в стратисфере сами являются полезными ископаемыми, отчасти вследствие того, что уже в процессе переноса ценные компоненты находятся в промышленно значимых концентрациях (промышленные минеральные воды и рассолы).

Из сказанного ясно, какое значение имеет геохимия водных растворов в осадочной оболочке для определения генезиса полезных ископаемых и локализации их скоплений.

Геохимия водных растворов стратисферы теснейшим образом связана с литогенезом и зависит, во-первых, от обстановки начального их формирования, во-вторых, от последующего хода литогенеза вмещающих отложений. Обстановки формирования четырех главных генетических типов подземных (литосферных) водных растворов — талассогенных, метеогенных, возрожденных, эндогенных — тесно связаны с определенными этапами и ветвями литогенеза. На этапе седиментогенеза рождаются талассогенные воды, при гипергенезе — метеогенные, на этапе мезокатагенеза — возрожденные (там идет наиболее интенсивная дегидратация глинистых минералов), при воздействии магматических и других эндогенных проявлений на осадочные толщи — эндогенные водные растворы.

В названных обстановках формируются важнейшие геохимические черты водных растворов, в первую очередь минерализация, газовый состав, реакция среды, окислительно-восстановительный потенциал, которые в значительной мере определяют ход процессов на последующих этапах существования растворов в стратисфере. Поскольку обстановки формирования различных генетических типов водных растворов в основном отвечают определенным этапам литогенеза, целесообразно рассматривать геохимию водных растворов стратисферы и обусловленные ею процессы образования полезных ископаемых в связи со стадийностью литогенеза.

Первый тип водных растворов, появляющийся вместе с осадками, т.е. в седиментогенезе, — талассогенный¹; он же, кстати, занимает и наибольший объем в стратисфере.

Казалось бы, на этапе седиментогенеза еще нет литосферных водных растворов (есть гидросферные). Однако это не так. Литосферные растворы иногда присутствуют и играют определенную, хотя и несколько кос-

¹ Можно пренебречь сравнительно маловажными случаями седиментационного внедрения метеогенных вод и инфильтрации талассогенных.

венную роль в накоплении полезных минеральных веществ уже в процессе осадконакопления. Так, при образовании рудных концентраций меди и полиметаллов в известных мансфельдских "сланцах" существенное значение имел принос этих элементов металлоносными водными растворами, разгрузившимися на побережье водоема, где шло осадконакопление, а возможно, и на дне этого мансфельдского водоема.

Однако, хотя важные геохимические черты талассогенных растворов (общие черты минерализации, например) существуют уже при седиментогенезе, в полной мере они формируются и закрепляются лишь в диагенезе. Тогда же может идти и образование рудных скоплений, наподобие тех, которые связаны с мансфельдскими сланцами.

При диагенезе в осадках находятся и формируются главным образом талассогенные водные растворы, некоторые геохимические черты они наследуют от седиментогенеза, в первую очередь различия, зависящие от гумидного или аридного характера последнего (Н.М. Страхов). Эти различия сказываются на геохимических процессах, развивающихся и на последующих этапах литогенеза.

Начиная с диагенеза вступают в действие важнейшие факторы, влияющие на геохимию водных растворов стратисферы. Они обусловлены изменениями наиболее лабильных компонентов осадочной толщи, а именно органических веществ (ОВ) и глинистых минералов. Под влиянием этих факторов при диагенезе идет насыщение углеводородами (УВ) и десульфирование водных растворов (действие ОВ), катионный обмен между растворами и глинистыми минералами осадков, концентрирование растворов за счет расхода молекул воды на гидратацию минералов (воздействие главным образом глинистых минералов).

Различия между гумидными и аридными условиями проявляются, например, в том, что во втором случае благодаря значительно большей концентрации в растворах хлорида Mg активно идут обменные процессы, ведущие к доломитизации осадков и обогащению растворов хлоридом Са. Именно в аридных условиях при диагенезе отложений могут формироваться рудные концентрации сульфидов металлов — Cu, Pb, Zn и др. (Н.М. Страхов). В их накоплении принимают участие водные растворы, в которых идет восстановление сульфатов за счет ОВ (те же мансфельдские сланцы, например).

При протокатагенезе отложений водные растворы в основном талассогенные. Протокатагенез — период относительно малой активности геохимических процессов. Биохимические процессы затухают, ресурсы сульфатов и других окислителей исчерпаны, температуры недостаточно высоки для интенсивной дегидратации глинистых минералов и образования УВ. Наступает как бы пауза между периодами активных геохимических изменений водных растворов и связанных с ними рудообразующих процессов в диагенезе и мезокатагенезе.

В начале мезокатагенеза в отложениях по-прежнему господствуют талассогенные водные растворы. Благодаря значительному повышению температуры (100°С и выше) интенсивно развиваются два важнейших процесса, обусловленные активизацией преобразований ОВ и глинистых минералов: 1) поступление в раствор дополнительных количеств растворителя — дегидратационной воды и 2) поступление в раствор УВ. Главные след-

ствия этого — разбавление растворов и насыщение их УВ. Первое существенно только в отложениях гумидного типа; минерализация растворов аридного комплекса (рассолов) слишком высока, чтобы поступление новых порций H_2O заметно снизило бы ее (наблюдения показывают иногда ее небольшое понижение, не меняющее главных геохимических характеристик). Насыщение водных растворов УВ одинаково для растворов гумидного и аридного комплексов.

Кроме УВ, из глинистых пород в значительной части вместе с дегидратационными водами поступают и рудные элементы. Их концентрации обычно невелики, но все же существенны. Растворению и переносу их хлоридными водными растворами способствует комплексобразование с органическими соединениями (А.И. Германов, В.М. Швец) и Cl (для железа показано Д.И. Павловым).

Значение этих геохимических явлений, типичных при мезокатагенезе, очень велико для генезиса полезных ископаемых. Для накопления УВ (образования залежей нефти и газов) насыщение водных растворов этими веществами служит непосредственной предпосылкой, а само это накопление (частично при выделении из пересыщенных растворов) может идти уже на данном этапе литогенеза (главные фазы: нефтеобразование — в начале, газообразование — ближе к концу мезокатагенеза).

При мезокатагенезе отложений происходит постепенное накопление металлов в растворах, в насыщенной УВ среде (что очень важно!), и в этом состоит подготовка к фазам рудообразования при дальнейших геохимических трансформациях осадочной толщи с заключенными в ней водными растворами. Обогащенные УВ, Cl и в определенной мере рудными компонентами водные растворы, типичные для находящихся в мезокатагенезе осадочных комплексов (аридного генезиса), — важный потенциальный ресурс последующего рудообразования.

Мезокатагенез, как уже отмечено, служит начальным этапом формирования основной массы возрожденных вод в стратиферу. В отложениях гумидного типа эти воды получают и сохраняют своеобразные геохимические черты сравнительно маломинерализованных растворов. Наличие подобных растворов на больших глубинах (3–5 км) в последние годы зафиксировано во многих нефтегазоносных бассейнах (Ю.В. Валуконис, А.Е. Ходьков, 1978 г.).

При апокатагенезе интенсивность таких геохимических процессов, как разбавление водных растворов добавочными порциями растворителя дегидратационного происхождения и насыщение УВ, затухает вследствие исчерпания соответствующих ресурсов. При апокатагенезе существенное геохимическое значение приобретает химическая активизация H_2O под действием высокой температуры ($200^\circ C$ и выше), интенсификация гидролиза и растворения некоторых минералов, содержащих рудные элементы, конверсия УВ с образованием CO_2 , что наряду с некоторыми другими процессами может превращать водные растворы в агрессивные углекисловодные и т.п. Надо сказать, что все эти явления, характерные для апокатагенеза, нуждаются еще в дополнительном изучении (в том числе путем лабораторного моделирования и т.п.).

Значительные изменения в водных растворах происходят при внедрении в осадочную толщу магматических образований. Эти явления могут быть

связаны с любым этапом литогенеза, даже с седиментогенезом (вулканизм!), но по своим геохимическим условиям они ближе всего стоят к апокатагенезу. Специфика магматических влияний на водные растворы стратисферы состоит в усиленном теплообмене и массообмене, интенсивном переносе рудных веществ водными растворами, дополнительном притоке некоторых рудных компонентов в осадочную толщу и т.п. Водные растворы стратисферы иногда при этом играют активную роль. Как показано Д.И. Павловым, на Сибирской платформе хлоридные рассолы обогащались рудными концентрациями Fe при взаимодействии с остывающими интрузиями долеритов. Но нередко вещество поступает из осадочных пород, а магматизм обеспечивает только необходимый геотермический режим. Последующее охлаждение может приводить к образованию руд.

Более подробное рассмотрение влияния магматических явлений на водные растворы литосферы, и в том числе вопросов формирования и преобразования при этом эндогенных водных растворов, не входит в нашу задачу.

Гипергенез представляет собой этап литогенеза, когда геохимические условия становятся как никогда контрастными и напряженными, когда подготавливавшиеся постепенно на предыдущих этапах геохимические потенциалы реализуются, в частности в формах интенсивного рудообразования.

Геохимические условия гипергенеза водных растворов стратисферы весьма сложны. Гидрогеохимия гипергенеза хорошо изучена для магматических пород (С.Л. Шварцев, 1978 г.), применительно же к осадочным толщам разработана явно недостаточно. Главное геохимическое противоречие при гипергенезе в водных растворах стратисферы обусловлено инфильтрацией метеорных вод, обогащенных окислителями, но вообще очень бедных солями (пресные), восстановленными соединениями, металлами. Контакт их с талассогенными водными растворами, обогащенными восстановителями и металлами, приводит к появлению геохимических барьеров, где интенсивно протекают окислительно-восстановительные процессы с накоплением сульфидных руд.

Состав водных растворов при гипергенезе меняется по-разному для растворов различного генезиса: частично — в сторону разбавления, окисления (для древних преимущественно талассогенных), частично, наоборот, — в сторону концентрирования (для "молодых" метеогенных). Для метеогенных водных растворов при криптогипергенезе (начальная стадия гипергенеза) характерны десульфатизация и общее десульфирование, с выпадением сульфидов, а при идиогипергенезе (интенсивная стадия развития гипергенеза) — окисление сульфидов и других восстановленных соединений S с образованием ультракислых (сернокислых) растворов.

При гипергенезе водные растворы, преимущественно метеогенные, не только формируют, но и активно разрушают и преобразуют залежи разнообразных полезных ископаемых. В частности, залежи нефти перерождаются в скопления твердых битумов (при неполном окислении УВ). Эти скопления, в свою очередь, иногда служат осадителями и концентраторами U и V: извлекают их из водных растворов, обогащенных данными элементами за счет выщелачивания из магматических образований. В результате формируются гипергенные месторождения этих важнейших полезных ископаемых (например, Амброзия-Лэйк, США).

Иногда рудообразующие геохимические "барьеры" возникают без проникновения метеогенных вод в насыщенные древними (преимущественно талассогенными) водными растворами горизонты осадочной толщи, а, напротив, при межпластовых перетоках и разгрузке растворов этого последнего типа в верхние пласты, подвергающиеся гипергенным воздействиям и заполненные метеогенными водами, а иногда и наоборот. Подобные условия можно проследить на примере Джекказганского месторождения меди (Е.А. Басков и др.)

Обзор гидрогеохимических процессов на разных этапах литогенеза показывает, что наибольшее непосредственное влияние на генезис залежей металлических руд геохимия вод в осадочной толще оказывает на этапах диагенеза и гипергенеза, когда создаются наиболее "острые" геохимические "противоречия"; геохимические процессы тогда происходят на стыке влияний литосферы и внешних геосфер. Этапы же катагенеза при относительном спокойствии присущих им геохимических условий служат, с одной стороны, периодами подготовки рудообразующего потенциала водных растворов стратисферы, а с другой этапом образования и накопления, при их прямом участии, таких важнейших полезных ископаемых, как нефть и углеводородные газы.

Из всего изложенного следует, что геохимия вод осадочной толщи имеет важнейшее значение для формирования скоплений полезных ископаемых и изучение ее в этом аспекте совершенно необходимо. Многие вопросы из числа рассмотренных остаются недостаточно ясными и дискуссионными.

УДК 556.3:553.98.061.33

Л.М. Зорькин, Н.П. Москалев

О ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМАХ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Основоположник учения о нефтегазоносных бассейнах (НГБ) И.О. Брод одним из первых обратил внимание на огромную созидательную роль подземных вод в геологической истории нефти и газа. В НГБ на долю воды приходится до 10% и более их объема, а залежи нефти, по образному выражению И.О. Брода, являются каплями в океане воды. Если бы подземные воды не насыщали осадочные породы НГБ, нефть и газ остались бы рассеянными в осадочных толщах. Не случайно И.О. Брод, определяя границы нефтегазоносного бассейна, отнес последний к определенной части гидрогеологической структуры осадочно-порodного бассейна (ОПБ). Современные знания по гидрогеологии НГБ позволяют нам однозначно говорить, что формирование залежей нефти и газа происходит на определенном этапе гидрогеологического развития водонапорных систем НГБ.

Н.Б. Вассоевич, развивая осадочно-миграционную гипотезу нефтегазообразования, рассматривал нефть и газ как неизбежный продукт литогенеза. В то же время он отмечал, что процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления, а также формирование глубинных подземных вод (ГПВ)

происходят в недрах автономных осадочных бассейнов. При этом ГПВ, нефть и газ НГБ в его понимании составляли единую взаимосвязанную целостную систему. Отсюда ГПВ, воды нефтяных и газовых месторождений в известной мере можно считать также продуктами литогенеза. Один из авторов данной работы (Л.М. Зорькин) называет ГПВ детищем литогенеза.

Развитие водонапорных систем в геологическом прошлом было связано, как правило, с осадочными бассейнами, образование которых обусловлено тектоническими движениями земной коры. Огромное разнообразие ГПВ, по-видимому, возникает в бассейнах еще на стадии седиментогенеза, а их современный облик определяется особенностями литогенеза пород. Так, воды, захороняющиеся вместе с осадками в пресноводных бассейнах, как правило, отличаются невысокой минерализацией. Наоборот, для соленых бассейнов характерны высокоминерализованные рассолы. Взаимосвязь между особенностями геохимического облика подземных вод и пород прослеживается во всех зонах литогенеза в земной коре.

Важнейшей особенностью литогенеза является дифференциация твердой и жидкой фаз осадочных пород. В процессе этой дифференциации твердая (породы) и жидкая (вода, нефть и газ) фазы постоянно изменяются, воздействуя друг на друга.

Дифференциация жидкой и твердой фаз осадочных пород наиболее интенсивно протекает при диагенезе в интервале глубин до 600–800 м, когда теряется до 75% воды. Именно на этих глубинах начинают формироваться водонефтегазовые коллекторские комплексы, в которых происходит созревание углеводородов (УВ), и благодаря интенсивной биохимической генерации метана начинается формирование их залежей. М.А. Гатальский [1974, с. 31–32] отмечал, что "по мере погружения осадков из глинистых толщ в песчаные коллекторы отжимается большое количество погребенной в них воды, обогащенной растворенными органическими, в том числе и нефтеобразующими, компонентами, которые образовались за счет разрушения захороненного органического вещества. . . Воды, насыщенные различными органическими и минеральными компонентами, приобретают свойства растворов специфического состава, в которых все растворенные элементы являются производными единой термодинамической системы. Они связаны с захороненной органикой, седиментационными водами и вмещающими их осадками, которые образуют почти замкнутую энергетическую систему и составляют единый нефтеобразующий геохимический комплекс".

Второй крупный этап дифференциации жидкой и твердой фаз в осадочной оболочке Земли приурочен, очевидно, к интервалу позднего протокатагенеза и мезокатагенеза, когда большое количество химически и молекулярно связанной воды освобождается при превращении монтмориллонитовых глин в иллитовые. Этот второй этап обезвоживания происходит на глубинах 2500 ± 1200 м в температурном интервале от 85 до 125°С. В этих условиях набухающие глинистые минералы превращаются в ненабухающие, что приводит к высвобождению воды в объемах 10–15% от общего объема породы. При этом необходимо принимать во внимание фактор времени. Глубокое преобразование минерального состава глинистых пород в процессе литогенеза сопровождается изменением химического

состава и степени минерализации ГПВ и инверсией в гидрoхимическом разрезе подземной гидросферы. Вместе с тем, несомненно, изменяется и гидродинамическая характеристика НГБ, внутренние районы и нижние этажи которого характеризуются элизионным режимом. Для оценки возможностей эмиграции УВ важен факт совпадения главной зоны нефтеобразования (ГЗН) со вторым этапом дифференциации твердой и жидкой фаз.

Следует подчеркнуть, что в процессе этой дифференциации происходит изменение обеих фаз, однако эти изменения протекают не монотонно, а характеризуются определенной стадийностью (зональностью), с присущими каждой стадии (зоне) качественными и количественными показателями. В процессе отмеченной дифференциации эмиграция нефти и газа, с одной стороны, и воды — с другой протекает синхронно, о чем может свидетельствовать одинаковая направленность в изменении пористости глин и песчано-алевритовых пород и содержания в них битумоидов с глибиной.

В пластовых водонапорных системах миграция УВ протекает в форме истинных растворов, в жидкодисперсном состоянии — в газовых растворах и однофазных гомогенных массах УВ.

Миграция углеводородных газов в воде определяется их хорошей растворимостью. В то же время возможности миграции нефти в форме водных растворов существенно ограничены. Более благоприятные условия возникают в зоне трансформации монтмориллонитовых глин в иллитовые, когда происходит потеря больших количеств химически и молекулярно связанной модифицированной воды. Благоприятными факторами для эмиграции УВ в этой зоне становятся также снижение сорбционной емкости пород и особые свойства высвобождающейся связанной воды.

Известно, что сорбционная емкость пород снижается с ростом температуры. Так, при повышении температуры с 32 до 38°С адсорбционная емкость адсорбентов для углеводородов C₂—C₆ снижается на 25%. Адсорбционная емкость пород уменьшается и в результате перестройки глинистых минералов: адсорбционная емкость гидрослюд в 3—4 раза ниже адсорбционной емкости монтмориллонита.

Связанная вода, ориентированная на поверхности глинистых частиц, при удалении из межслоевых промежутков приобретает повышенную агрессивность и растворяющую способность, что создает благоприятные условия для эмиграции УВ. Некоторые исследователи рассматривают отжимаемые воды в качестве малополярного растворителя. Растворимость УВ в них существенно повышается. Например, растворимость гептана в малополярных растворах выше в 4500 раз, чем в обычной воде.

Известна еще одна особенность модифицированной воды — ее повышенная плотность. С увеличением глубины погружения глин при их уплотнении отжимается все более вязкая вода, несмотря на увеличение температуры, несколько снижающей ее вязкость. Плотность нефти и ее вязкость, наоборот, с глубиной снижаются из-за увеличения температуры. Исходя из этого, Магара Кинжи [Magara Kinji, 1979] предложил модель первичной миграции УВ из глин, в основе которой лежит различная вязкость воды и нефти. На ранних этапах уплотнения вязкость содержащихся в глинах УВ значительно больше, чем вязкость воды. Поэтому вода отжимается, а углеводороды остаются. В процессе погружения глинистой толщи насту-

пает момент, когда вязкость отжимаемой воды становится больше вязкости УВ и начинается массовая эмиграция последних из глинистой толщи, а вода остается.

Проблема миграции нефти в жидкодисперсном состоянии давно привлекла внимание исследователей. Экспериментальное изучение коллоидной растворимости бензола, толуола и н-гептана в воде с добавкой олеата и стеарата натрия от 0,1 до 0,3 моль/л позволило М.И. Гербер сделать вывод о лучшей растворимости углеводов в коллоидных растворах, чем в воде. Растворимость УВ возрастает с увеличением концентрации солей органических кислот.

В последние годы развиваются представления о квазиспонтанном эмульгировании при наличии двух фаз и перемещении УВ в виде тонкодисперсных эмульсий в воде. Необходимым условием образования эмульсий является присутствие в одной из фаз (водной или углеводородной) поверхностно-активного вещества (ПАВ). Самопроизвольное эмульгирование происходит вследствие перераспределения ПАВ между обеими фазами. Такие эмульсии характеризуются предельно низким поверхностным натяжением, высокой дисперсностью и устойчивостью. Роль ПАВ в подземных водах выполняют жирные кислоты и другие компоненты растворенного ОВ.

Проведенные А.А. Трофимукон с соавторами [1976] опыты показали, что значительное количество битумоидов мигрирует во взвешенном состоянии. В опытах изучалась первичная миграция при уплотнении глин в компрессионной камере. При этом использовалась природная глина, содержащая хлороформенный битумоид (0,02%), и проэкстрагированная глина, в которой диспергировался тяжелый остаток нефти (выше 420°C) в количествах 0,2; 0,5 и 1% от веса глины. Эксперимент длился в течение 3 ч, давление плавно поднималось до 150–300 кГ/см², а температура — до 40–70°C.

Во всех опытах выжатая из глин вода содержала значительные количества битумоида — до 8,6 мг/л, тогда как истинная растворимость его не превышала 2,1 мг/л. Эти исследования показывают, что миграция нефти может происходить не только в растворенном состоянии, но и в виде суспензий и эмульсий. В ходе опытов исследователи зафиксировали новообразование битумоидов. Последнее зависело не только от температуры, но и от давления: при сжатии битуминозность глин возрастала быстрее и на большую величину.

Для оценки условий миграции УВ крайне важна способность сжатых газов растворять нефть. Растворимость нефтей в различных газах существенно меняется. Растворимость нефти в СО₂ значительно выше, чем в СН₄. Добавка к СН₄ его гомологов (этана, пропана и бутана) резко увеличивает растворяющую способность газовой смеси. При высоких температурах и давлениях в сжатых газах могут практически растворяться все компоненты нефти.

Возможность эвакуации жидких углеводородов из нефтематеринских пород сжатыми газами в реальных геологических условиях оценивают по-разному. Некоторые геологи считают, что роль сжатых газов в миграции нефти незначительна. Основным доводом при этом является утверждение, что генерируемых количеств газа недостаточно для выноса нефти, к тому же природные газы преимущественно метановые по составу и не спо-

собны переводить в газовую фазу высококипящие компоненты нефти при существующих пластовых температурах и давлениях.

Рассматривая проблему эвакуации жидких УВ сжатыми газами, в первую очередь следует помнить о глобальности и масштабах газогенерации. Установление высокой газоносности подземной гидросферы НГБ, определяемой углеводородными газами, позволяет весьма высоко оценивать роль газовых растворов в первичной миграции нефти. При этом следует иметь в виду, что в водонапорных системах растворено лишь менее 10% прогенерировавших газов, а в промышленных скоплениях сосредоточено ничтожное их количество.

В связи с высокой растворяющей способностью CO_2 и гомологов CH_4 небезынтересно рассмотреть особенности их распространения в подземной гидросфере. Данных по содержанию CO_2 (и вообще кислых компонентов) в подземных водах ввиду высокой их растворимости не так уж много. Тем не менее специальные исследования в последние годы показали, что содержание CO_2 в региональном плане составляет 1000–2000 $\text{см}^3/\text{л}$, достигая в отдельных случаях 16 000–23 000 $\text{см}^3/\text{л}$. Высокие концентрации CO_2 отмечаются в зоне щелочных вод. Все это позволяет допускать наличие высоких концентраций CO_2 в поровом пространстве нефтегазоматеринских пород. Большие массы CO_2 в условиях небольшого объема воды находятся здесь в свободном состоянии под высоким давлением, что способствует образованию газовых растворов. Эти газовые растворы эмигрируют из глинистых толщ в коллекторские и вследствие резкого падения давления от геостатического (и внутрипорового) до гидростатического дифференцируются в коллекторских пластах. Углекислый газ хорошо растворим, поглощается подземными водами, в силу чего мы относительно редко наблюдаем высокие концентрации CO_2 в нефтяных и газовых залежах.

Основные массы гомологов CH_4 генерируются в ГЗН, что позволило некоторым исследователям выделить эту зону в качестве главной зоны генерации тяжелых углеводородных газов. Содержание гомологов CH_4 в газовой смеси этой зоны, по некоторым данным, может достигать 73% при высоких концентрациях CO_2 , что также способствует эвакуации нефти сжатыми газами.

Чтобы правильно понимать процессы дифференциации жидкой и твердой фаз (и состояние жидкой фазы) в глубинных зонах земной коры, необходимо учитывать возможность растворения в газе поровых вод. Нельзя исключать того, что в недрах впадины на глубинах свыше 10 км поровые воды эмигрируют из глин в газообразном состоянии. Более того, реально допустить, что и в коллекторе будет находиться газовая фаза с растворенной водой.

Зональность процессов нефтегазообразования в земной коре и зональный характер дифференциации жидкой и твердой фаз предопределили специфику миграции УВ в разрезе осадочной толщи.

С диагенезом связана верхняя зона газообразования. Генерация газа происходит по всей мощности толщи: в верхней части толщи — в недифференцированном осадке, ниже — в проницаемых и глинистых слоях. При отжати значительных объемов воды большие объемы углеводородных газов могут эмигрировать в воднорастворенном состоянии. Однако ввиду

малой газоемкости вод (низкие давления) и интенсивности генерации газов свободная миграция газа является доминирующей, и лишь CO_2 и H_2S вследствие их высокой растворимости мигрируют в этой зоне преимущественно в растворенном состоянии.

Второй крупный этап дифференциации жидкой и твердой фаз приурочен к интервалу позднего протокатагенеза и мезокатагенеза, т.е. соответствует ГЗН, когда большое количество химически и молекулярно связанной воды высвобождается при превращении монтмориллонитовых глин в иллито-вые. На этом этапе происходит и эмиграция микронепфти. Господствующими формами эмиграции УВ, по-видимому, являются эмульсии нефти в воде, истинные растворы жидких и газообразных УВ, газоконденсатные растворы.

В нижней зоне газообразования эмиграция углеводородных газов осуществляется, очевидно, в свободной форме из-за незначительных объемов удаляемой воды. Однако водная форма миграции остается важной вследствие высокой газоемкости вод (низкая минерализация, высокие температуры и давления).

На стадии регионального метаморфизма осадочная оболочка теряет преимущественно H_2O ; доля УВ (газа) незначительна, и они эмигрируют в виде ненасыщенных растворов.

Подземные воды являются постоянным спутником нефти на всех стадиях преобразования исходного ОВ в осадке, затем в породах на путях миграции нефти и на стадии аккумуляции нефти в залежи. Поэтому очевидно, что проблему генерации, миграции, скопления и сохранности УВ необходимо рассматривать в комплексе: осадок—вода—порода—нефть и газ, на что особое внимание обращал И.Б. Вассоевич, создавая осадочно-миграционную теорию нефтегазобразования.

ЛИТЕРАТУРА

Гатальский М.А. К проблеме нефтематеринских свит и нефтепроизводящих комплексов. — В кн.: Гидрогеологические условия формирования, сохранения и разрушения залежей нефти и газа. Л.: Недра, 1974, с. 26–35. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 348).

Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Дмитриев А.А. и др. Геолого-геохимические критерии нефтегазоносности. Новосибирск: Наука, 1976. 136 с.

Magara K. Structured water and significance in primary oil migration. — Bull. Canad. Petrol., 1979, vol. 27, N 1, p. 52h.

А.Л. Вассоевич

BITUMEN

(к истории термина)

Предварительные замечания. Н.Б. Вассоевич уделял исключительное внимание вопросам совершенствования и упорядочения геологической и геохимической терминклатуры¹ [Бергер, Вассоевич, 1974]. При этом, когда тому или иному геологическому термину была присуща порочная многозначность, он в целом ряде случаев считал целесообразным отсекал позднейшие смысловые напластования и закреплял за термином его первоначальное значение [Вассоевич, 1976, с. 20]. Именно поэтому Н.Б. Вассоевича всегда интересовали этимологии важнейших терминов нефтяной геологии, в том числе и этимология термина "битум"².

В современной геологической, химической и технической литературе термин "битум" получил широчайшее распространение. Однако вопрос о происхождении слова "битум" (< лат. bitumen) представляется весьма сложным и еще недостаточно изученным³. Особенно это становится заметным на примере русской лексикографии. Достаточно сказать, что в этимологических словарях А.Г. Преображенского, М. Фасмера, Н.М. Шанского словарной статьи "битум" просто нет. Словари же иностранных слов и специальные справочники, изданные в нашей стране, ограничиваются констатацией того бесспорного факта, что "битум" происходит от латинского bitumen. Таким образом, даже вопрос о том, когда слово "битум" впервые попало в русский язык, нуждается в специальном исследовании.

Может сложиться впечатление, что в русском языке интересующее нас слово получило распространение довольно поздно. Однако ясно, что впервые "битум" должен был упоминаться в литературе научной, в литературе, генетически связанной с греко-латинской ученой терминологией. Обратившись к первому изданному в России (на немецком и русском языках) трактату "О нефти" [Примечания. . . , 1739, с. 197], автором которого считается академик И. Вейтбрехт, обнаруживаем: "Асфалтон, греческое имя и то же самое значит, что латинским словом битумен называется, а немцы сию материю Жидовскою смолою, Жидовским клеем, Жидовским горным воском зовут". Мы видим, что в трактате "О нефти", в сущности, дана русская транслитерация латинского bitumen. Таким образом, слово "битумен", очевидно, впервые в русском научном тексте было употреблено в 1739 г.

Слово быстро "обрусело". И. Алексеев в русском переводе "Исторической библиотеки" Диодора Сицилийского [1774] употреблял его в качестве соответствия греческому *ασφάλτος*. Например [Diodorus, I в. до н.э.]:

¹ Настоящая статья является продолжением нашей совместной с Н.Б. Вассоевичем работы [Вассоевич, Вассоевич, 1979].

² В своем последнем письме к автору (от 7.XI 1981) Н.Б. Вассоевич писал о необходимости «написать статью об истории термина "битум"».

³ Автор выражает глубокую признательность за ряд ценных исторических и лингвистических указаний Н.Б. Вассоевичу, Р.А. Гимадееву и Ю.Я. Перепелкину.

Πολλῶν δὲ καὶ παραποθέων οὐτῶν θεαμάτων κατὰ τὴν Βαβυλωνίαν οὐχ ἤκιστα θαυμάζεται καὶ τὸ πλῆθος τῆς ἐν αὐτῇ γεννωμένης ασφαλτοῦ. Перевод И. Алексеева [Диодор . . ., 1774, с. 181–182]: "Подлинно много в Вавилонии находится достойного смотра и удивления; особливо немалое удивление заслуживает множество родящегося там битумена. . .".

В начале XIX в. прослеживается тенденция не употреблять слово "битумен" даже в качестве эквивалента латинскому bitumen, в том числе и в переводах из римских писателей. Так, в 1819 г. академик В. Севергин издал отдельные места из "Естественной истории" Плиния Старшего, касающиеся ископаемых тел. Переведенные отрывки были расположены в азбучном порядке названий описываемых в них минералов. И если мы обратимся в книге В. Севергина к статье BITUMEN, то обнаружим, что в русском переводе латинскому bitumen соответствует "горная смола" [Севергин, 1819, с. 70].

Широкое распространение в отечественной геологической литературе термин "битум" начинает получать лишь в конце XIX в. При этом, вероятно под влиянием французского bitume, старую русскую форму "битумен" заменяет усеченная форма "битум". Вместе с тем и ударение в слове начало колебаться между правильным б и т ъ м и неправильным (т.е. не соответствующим первоначальному латинскому ударению) б ѝ т у м. Такова вкратце история появления слова "битум" в русском языке.

Что же касается "битума" как термина, то уже в конце XIX в. он начал приобретать порочную многозначность, а на сегодняшний день термин имеет по крайней мере т р и значения: х и м и к о - а н а л и т и ч е с к о е (для обозначения веществ, извлекаемых органическими растворителями из различных горных пород и современных осадочных образований; в таком понимании этот термин употребили впервые немецкие углехимики); г е н е т и ч е с к о е (когда термин обозначает каустобиолиты ряда нефти — от природных газов до высших антраксолитов включительно); т е х н и ч е с к о е (для веществ как природных, так и искусственных, которые используются в качестве строительного материала для дорожных покрытий). Эта многозначность термина начала приводить к известной путанице, на которую уже не раз обращалось внимание в отечественной геологической и геохимической литературе.

Чтобы исправить создавшееся положение, для "битумов" во втором генетическом понимании В.Н. Муратовым в 1954 г. был предложен термин "нафтиды" [Муратов, 1954], а год спустя для "битумов" в третьем, техническом понимании Н.Б. Вассоевич и В.Н. Муратов предложили термин "технобитумы" [Вассоевич, Муратов, 1955]. Вместо же термина "битумы" в химико-аналитическом значении Н.Б. Вассоевич в 1958 г. предложил употреблять термин "битумоиды" (т.е. битумоподобные) [Вассоевич, 1958]. Именно так, по логике вещей, и должны были немецкие углехимики назвать те похожие на природные битумы вещества, которые были получены путем экстракции углей спиртобензолом.

Сам же термин "битум", дискредитировавший себя многозначностью, в 1960 г. вообще было предложено исключить из геологического лексикона [Вассоевич, 1960]. Однако рассчитывать на то, что термин, существовавший более двух тысячелетий, перестанет употребляться, было почти невозможно. Именно поэтому уже в 70-х годах на семинарах, организу-

емых Комиссией по осадочным породам при отделении геологии, геофизики и геохимии АН СССР, было рекомендовано вернуться к тому соотношению понятий о нефтях и битумах, которое основывалось на принципе приоритета [Вассоевич, 1976, с. 20], т.е., в сущности, восходило к глубочайшей древности [А.Л. Вассоевич, Н.Б. Вассоевич, 1979, с. 207].

Этимология. Вопрос об этимологии слова bitumen вряд ли следует считать окончательно разрешенным. В течение XIX и XX вв. в научной литературе высказывались самые противоположные мнения о происхождении латинского bitumen.

Так, В. Фройнд в 1834 г. в своем четырехтомном латинском словаре предлагал слову bitumen весьма сомнительную семитическую этимологию. По его мнению, bitumen произошло от древнееврейского דְבַת־מַלְחָה dōb'mēl. — "навоз, экскременты" [Freund, 1834, с. 562].

Вероятно, именно неудовлетворительность этой этимологии заставила издателей "Totius latinitatis lexicon" в 1839 г. воздержаться от каких-либо этимологических комментариев [Forcellini, 1839, с. 332]. Но при переиздании словаря, предпринятом в 1864 г., издателями было высказано предположение, что слово bitumen, вероятно, происходит от греческого $\pi\acute{\iota}\tau\tau\alpha$ — "смола", каковой битум подобен. Была сконструирована и греческая словоформа $\pi\acute{\iota}\tau\tau\omega\mu\alpha$, к которой фонетически могло восходить латинское bitumen [Facciolati et al., 1864, с. 453]. Впрочем, слово $\pi\acute{\iota}\tau\tau\omega\mu\alpha$ не зарегистрировано в греческом языке даже самыми авторитетными словарями.

Начало XX в. было ознаменовано выходом в свет второго тома "Thesaurus linguae latinae". В словарной статье Bitumen [Thesaurus, 1900–1906, с. 2021] составители со ссылкой на работу Бугге 1870 г. высказали следующие этимологические соображения: латинское bitumen родственно англосаксонскому cwid — "resina", древневерхнемецкому quti, kuti — "gluten", санскритскому jatu — "gummi".

В латинских этимологических словарях Вальде–Хофмана [Walde, Hofmann, 1938, с. 107] и Эрну–Мейе [Ernout, Meillet, 1967, с. 71] к этому добавлено еще одно чрезвычайно любопытное сопоставление: слова bitumen с латинским наименованием березы betulla, наименованием, по всей видимости, кельтского происхождения¹.

Есть и античное свидетельство, позволяющее отчасти подкрепить кельтскую этимологию. Плиний Старший [Plinius Secundus, I в. н.э., XVI, 18(30), с. 75] говорит в "Естественной истории": Gaudet frigidis sorbus, sed magis etiam betulla. Gallica haec arbor mirabili candore atque tenuitate, terribilis magistratum virgis, eadem circulis flexilis, item corbium costis. Bitumen ex ea Galli excoquunt ("Радуется морозу рябина, но еще больше береза. Это гальское дерево удивительной белизны и податливости, страшное из-за розг магистратов. Оно может быть сгибаемо в обручи и точно так же в ребра для корзинок. Из него галлы вываривают битум").

¹ В качестве курьеза может быть упомянуто странное этимологическое рассуждение К.В. Кострина: "В латинском языке до проникновения в него слова "асфальтум" существовали слова "пекстумен", "гвитумен", выражающие понятие "смола". Позднее они превратились в "битумен"" [Кострин, 1967, с. 78]. Научная критика этого рассуждения весьма затруднительна, так как слов "пекстумен" и "гвитумен" в латинском языке просто не существует.

Сторонником кельтской этимологии слова "битум" был и Н.Б. Вассоевич.

Ясно, что Плиний Старший употребил слово *bitumen* для обозначения жидкого продукта сухой перегонки березовой древесины, т.е. дегтя. Указание же его на то, что "галлы" *ex betulla* (т.е. из березы) "вываривают" *bitumen* (т.е. деготь), может служить некоторым основанием и для этимологического сближения этих понятий.

О значении термина bitumen в древнейших латинских текстах. Древнейшее в латинской литературе упоминание битума мы находим в "Земледелии" Марка Порция Катона [Cato, III—II до н.э., 95, 1—2]: 1. *Conuoluolus in uinia ne siet, amurcam condito, puram bene facito, in uas aheneum indito congios II. postea igni leni coquito, rudicula agitato crebo, usque adeo dum fiat tam crassum quam mel. postea sumito bituminis terterium et sulphuris quartarium. 2. Conterito in mortario seorsum utrumque. postea infriato quam minutissime in amurcam caldam et simul rudicula misceto et denuo coquito sub dio c(a) elo: man si in tecto coquas, cum bitumen et sulphur additum est, excandeset. ubi erit tam crassum quam uiscum, sinito frigescat. hoc uitem circum caput et sub bracia unguito: conuoluolus non nascetur*¹.

М.Е. Сергеевко, издавшая перевод "Земледелия" Катона дважды [Катон. . ., 1950, с. 51; Сергеевко, 1970, с. 50], переводит эту главу следующим образом: "95 (1) Чтобы в винограднике не заводились гусеницы. Спрячь масленичного отстоя, возьми очень чистого, влей в медный котел два конгия. Потом повари его на медленном огне, часто взбалтывая палочкой, пока не станет густым, как мед. Потом возьми з е м л я н о й с м о л ы (разрядка моря. — А.В.), одну треть сестария и одну четверть серы. (2) Истолки в ступе и то и другое по отдельности. Потом всыпай мельчайшим порошком в горячий отстой, одновременно помешивая палочкой, и опять вари под открытым небом: если будешь варить в помещении, когда уже подбавлены з е м л я н а я с м о л а (разрядка моря. — А.В.) и сера, то смесь вспыхнет. Когда она станет такой густой, как птичий клей, дай ей остыть. Смажь этим у виноградной лозы верхушку и под верхними ветвями: гусеницы не заведутся".

В переводе М.Е. Сергеевко латинскому *bitumen* соответствует русское "земляная смола" — калька с немецкого *Erdpech*. Весьма вероятно, что Катон действительно употребляет слово *bitumen* в данном контексте для обозначения затвердевшей нефти, но прямых доказательств тому нет. Первым латинским текстом, на основании которого можно заключить, что *bitumen* обозначает вещество минеральное, является поэма Лукреция "О природе вещей" [Lucretius, I в. до н.э., VI. 806—807], где мы читаем:

*Nonne vides etiam terra quoque sulphur in ipsa
Gignitur et taetro concrescere odore bitumen.*

¹ Это место представляет исключительный интерес не только потому, что здесь мы сталкиваемся с древнейшим упоминанием битума. Свидетельство Катона заслуживает внимания и в связи с проблемой искусственной "нефти" у древних [Вассоевич, 1981, с. 89—93]. Не исключена возможность, что именно необходимость приготовить из амурки (т.е. отстоя оливкового масла), битума и серы огнеопасное средство против гусениц натолкнула древних на мысль о создании зажигательных смесей, в основе которых лежало именно оливковое масло. Эти смеси по своим горючим свойствам не уступали нефти и поэтому в древности также назывались "нафтой" [Вассоевич, 1981, с. 92].

В поэтическом переводе Ф.А. Петровского [Лукреций, 1945, с. 413] это место выглядит так:

“Разве не видишь, что в почве самой зарождается сера
И земляная смола запекается с мерзкою воною”.

Слово *bitumen* мы встречаем в великом множестве произведений древней латинской литературы. “*Thesaurus linguae latinae*” содержал до сего времени наиболее полный свод упоминаний этого слова¹ [Thesaurus. . ., 1900–1906, стб. 2021–2022]. Остановимся лишь на наиболее интересных на наш взгляд, свидетельствах.

Одно из древнейших и наиболее ценных свидетельств, позволяющих в значительной степени раскрыть значение термина *bitumen*, содержится в сочинении Витрувия “Об архитектуре”. В своем труде Витрувий говорит о битумах преимущественно в связи с использованием их в качестве строительного материала, а также рассуждая о свойствах водных источников. Например [Vitruvius, I в. до н.э., VIII, 3, 8]: *Babylone lacus amplissima magnitudine qui Λιμνη ασφαλτικη appellatur, habet supra natans liquidum bitumen: quo bitumine et latere testaceo structum murum Semeramis circumdedit Babylonii* (“В Вавилоне обширного размера озеро, которое называется *Λιμνη ασφαλτικη*, имеет на поверхности плавающий жидкий битум, стеной, построенной из этого битума и обожженного кирпича, Семирамида окружила Вавилон”).

Даже на основании одного этого места становится совершенно ясно, что жидкий битум, упоминаемый у Витрувия, есть не что иное, как нефть, вытекающая из расселин на дне озера и всплывающая на поверхность. Но не менее существенно и то, что это место содержит самый древний в латинской литературе намек на соотношение между греческим *ἄσφαλτος* и латинским *bitumen*².

Подлинную сокровищницу свидетельств о термине *bitumen* представляет уже упомянутая “Естественная история” Плиния Старшего. Выше был приведен контекст, где слово *bitumen* употреблено для обозначения дегтя. Однако это место теряется среди тех многочисленных упоминаний битума у Плиния, где это слово употреблено в качестве общего обозначения нефтей и их естественных производных. Приведем лишь наиболее яркие примеры [Plinius Secundus, I в. н.э., XXXV, 51, с. 178–179]: *Et bituminis vicina natura est. aliubi limus, aliubi terra est, linus e Iudaeae lacu, ut diximus, emergens, terra in Syria circa Sidonem oppidum maritimum. spissantur haec utraque et in densitatem coeunt. est vero liquidum bitumen, sicut Zacynthium et quod a Babylone invehitur. ibi quidem et candidum gignitur. liquidum est et Apolloniaticum, quae omnia Graeci pissasphalton appellunt ex argumento picis ac bituminis. gignitur et pingue oleique liquoris in Sicilia, Agragantino fonte, inficiens rivum. incolae id harundinum paniculis colligunt citissime sic adhaerescens, utunturque eo ad lucernarum lumina olei vice, item ad scadium iumentorum. Sun qui et naphtham, de qua in secundo diximus volumine, bituminis generi-*

¹ Работая над “Словарем-справочником по истории горного дела” (т. I, “Древний Восток и античный мир”), нам в целом ряде случаев в словарной статье *Bitumen* удалось дополнить “*Thesaurus linguae latinae*”.

² Вопрос о соотношении терминов *ἄσφαλτος* и *bitumen* в античную эпоху подробно рассматривается в нашей совместной с Н.Б. Вассоевичем работе [Вассоевич, Вассоевич, 1979, с. 204–207].

bus adscribant, verum eius ardens natura et ignium cognata procul ab omni usu abest

(“И битума близка природа: здесь ил, там земля. Ил всплывающий, как мы сказали, из Иудейского озера. Земля в Сирии около морского города Сидона. Сгущаются эти обе разновидности и доходят до плотности. А есть и жидкий битум, как то Закинфский и тот¹, который привозится из Вавилона. Там же рождается и белый /битум/. Жидок и Аполлонийский /битум/, все /разновидности/ какого-то греки называют смолоасфальтом (*pissasphaltos*) из-за признаков смолы и битума. Рождается /битум/ и жирный, и масляной консистенции в Сицилии, в Аграгантском источнике, окрашивающий реку. Жители его собирают тростниковыми пучками, так как он очень быстро к ним прилипает, и употребляют его для светильников, вместо масла, а также против часотки животных. Некоторые и нефть, о которой мы сказали во втором томе, приписали к родам битума. Но ее родственная огню горячая природа устраняет всякое употребление”).

У нас есть все основания считать, что и сам Плиний Старший [Plinius Secundus, I в. н.э., II, 104(108)–104(109), с. 235] относил к родам жидких битумов не только нефть, но и мальту: *In urbe Commagenes Samosata stagnum est emittens limum (maltham vocant) flagrantem. Cum quid attigit solidi, adhaeret. praeterea tactus et sequitur fugientes. sic defendere muros oppugnante Lucullo, flagrabatque miles armis suis. aquis etiam accenditur. terra tantum restitui docuere experimenta.*

Similis est natura naphthae. ita appellatur circa Babylonem et in Astacenis Parthiae profluens bituminis liquidi modo. Huic magna cognatio ignium, transiluntque in eam protinus undecumque visam

(“В городе в Самосате в Камогены есть пруд, выбрасывающий горячий ил (мальтой /его/ называют). Когда /он/ коснется чего-нибудь твердого, он прилипает, кроме того, прикосновением преследует убегающих. Так обороняли стены, осаждаемые Лукуллом, и горели воины со своим оружием. Водой еще более разжигается. Опыты показали, что тушится он только землей.

Сходной является природа нефти. Так называется вытекающее наподобие жидкого битума около Вавилона и в Парфянских Астакенах. У нее большое родство с огнями, и они перескакивают тотчас, с какой стороны она ни окажется”).

Очевидно, что Плиний Старший уподобляет нефть жидкому битуму. Природа же нефти казалась ему подобной природе мальты. Исходя из этого, можно заключить, что и мальту древние относили к родам жидкого битума.

О битумах же автор “Естественной истории” сообщает, что их природа близка в одних местах илу, в других земле. При этом битумы и тех и других месторождений способны сгущаться и становиться плотными. Однако Плинию был известен и жидкий битум, как-то закинфский и вавилонский. В Вавилонии, согласно Плинию Старшему, рождается и белый битум.

В “Естественной истории” говорится, что все разновидности жидкого аполлонийского битума греки называют смолоасфальтом (*πισσάσφαλτος*)

¹ Слова “и тот” в результате досадной опечатки исчезли из моего перевода этого места в нашей совместной с Н.Б. Вассоевичем работе [Вассоевич, Вассоевич, 1979, с. 206].

на том основании, что в них можно рассмотреть признаки смолы и битума. Это сообщение, как мы показали [Вассоевич, Вассоевич, 1979, с. 207] еще в 1979 г., представляет большую ценность для выяснения соотношения между эллинистической и римской нефтяной терминологией. Дело в том, что, объясняя значение составного греческого слова *πισσάσφαλτος* – “смолоасфальт”, Плиний Старший употребляет в качестве соответствия греческому *πίσσα* латинское *pix*, а греческому *ἄσφαλτος* – латинское *bitumen*. Отсюда явствует, что латинское *bitumen* = греческому *ἄσφαλτος*. Термин же *ἄσφαλτος*, как было показано в нашей совместной с Н.Б. Вассоевичем работе [Вассоевич, Вассоевич, 1979, с. 205–206], употреблялся древнегреческими авторами в качестве общего обозначения для нефтей и их естественных производных. Точно в таком же значении употребляет термин *bitumen* и Плиний в приведенных выше контекстах. Все это позволило нам с Н.Б. Вассоевичем реконструировать римскую классификацию нефтей и их естественных производных [Вассоевич, Вассоевич, 1979, с. 207]. В схематизированном виде, без учета специфики битумов известных в древности европейских и азиатских месторождений, реконструируемая римская классификация выглядит так:



Этой схеме, построенной на основании “Естественной истории” Плиния Старшего, не противоречит и подавляющее большинство свидетельств о битуме других античных авторов [Thesaurus..., 1900–1906, стб. 828, стб. 2021–2022]. Термин *bitumen* почти всегда употребляется в качестве общего обозначения для нефтей и их естественных производных. Понятие о битумах, таким образом, является родовым, а понятие о нефтях – видовым.

Некоторые выводы. Подведем итог вышесказанному.

1. Слово *bitumen*, по всей видимости, галльского (т.е. кельтского) происхождения.

2. Есть основания полагать, что слово *bitumen* происходит от галльского *betulla* – “береза” и первоначально обозначало березовый деготь.

3. Затем слово *bitumen* стали употреблять не только для обозначения древесного дегтя, но и для обозначения нефтей и их естественных производных, ибо некоторые нефти внешне могли напоминать деготь.

4. Во времена Римской империи основное значение слова *bitumen* – нефти и их естественные производные (в широком смысле слова).

5. Это значение (иногда, впрочем, несколько сужаемое) существует в европейской науке вплоть до XIX в.

6. В конце XIX в. термин “битум”, помимо так называемого генетического значения, восходящего к античности, приобретает еще два дру-

гих значения — химико-аналитическое и техническое. Возникает порочная для научного термина многозначность.

7. Чтобы избежать этой многозначности, следует, как и предлагал Н.Б. Вассоевич, отсечь позднейшие смысловые напластования и вернуться к тому пониманию значения термина "битум", которое было выработано античной наукой.

8. Битум (bitumen) — общее обозначение для нефтей и их естественных производных. Понятие о битумах (bitumina) является родовым, понятие о нефтях (parthae) — видовым.

ЛИТЕРАТУРА

Бергер М.Г., Вассоевич Н.Б. Геологическая терминология (материалы к методическим указаниям). М.: Изд-во МГУ, 1974. 36 с.

Вассоевич А.Л. Об искусственной нефти у древних. — Изв. вузов. Нефть и газ, 1981, № 6, с. 89—93.

Вассоевич А.Л., Вассоевич Н.Б. НАФФА. Древняя история термина. — В кн.: Накопление и преобразование седиментитов. М.: Наука, 1979, с. 195—208.

Вассоевич Н.Б. Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба). — В кн.: Вопросы образования нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1958, с. 111—115. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 128).

Вассоевич Н.Б. По поводу терминов "битумы", "битумогены" и "битумойды". — Труды ВНИГРИ, 1960, вып. 163. с. 529—539.

Вассоевич Н.Б. Предисловие. — В кн.: Исследования органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1976, с. 3—24.

Вассоевич Н.Б., Муратов В.И. К вопросу о классификации и терминологии "каустобиолитов". — Труды ВНИГРИ, 1955, вып. 83, с. 115—120.

Диодора Сицилийского Историческая библиотека. Переведена с греческого на русский язык Иваном Алексеевым. Спб., 1774. Ч. 1. 375 с.

Катон Марк Порций. Земледелие/Пер. и коммент. М.Е. Сергеев. М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1950. 220 с.

Кострин К.В. Почему нефть называется нефтью. М.: Недра, 1967. 134 с.

Лукреций. О природе вещей. Ред. лат. текста и пер. Ф.А. Петровского. М.: Изд-во АН СССР, 1945. 451 с.

Муратов В.И. Образование озокерита и формирование его залежей. Л.: Гостоптехиздат, 1954. 118 с.

Примечания на ведомости. СПб., 1739. Ч. 49—59, с. 193—235. Ч. 77—84, с. 305—335.

Севергин В. Кайя Плиния Секунда Естественная история ископаемых тел, переведенная на русский язык в азбучном порядке. СПб., 1819. 320 с.

Сергеев М.Е. Ученые земледельцы древней Италии. Л.: Наука, 1970. 292 с.

Cato. De agri cultura. Ad fidem Florentini codici deperditi/Ed. A. Mozzarino. Lipsiae: B.G. Teubner, 1982. 138 S.

Diodorus. Bibliotheca historica ex recensione L. Dindorfii. Vol. 1. Ps I. Lipsiae: C.H.F. Hartmann, 1828. 452 с.

Erhout A., Meillet A. Dictionnaire étymologique de la langue latine. P., 1967. 820 с.

Facciolati J., Forcellini A., Furlanetti J. Lexicon totius latinitatis. T. I. Patavii, 1864. 800 с.

Forcellini A. Totius latinitatis lexicon, consilio et cura J. Facciolati. Editio in Germania prima. T.I. Lipsiae: Londini, 1839. 696 с.

Freund W. Wörterbuch der lateinischen Sprache. Leipzig, 1834, Bd. 1. 1112 с.

Lucretius. De rerum natura libri VI/Ed. J. Martin. Lipsiae: B.G. Teubner, 1970, 210 с.

Plinius Secundus. Naturalis historia. D. Detliffsen recensuit. Berolini, apud Weidemannos. 1864—1873, vol. 1—5. 2222 с.

Thesaurus linguae Latinae. Lipsiae, 1900—1906. vol. 2. 2270 с.

Vitruvius. De architectura libri decem/Ed. F. Krohn. Lipsiae: B.G. Teubner, 1912. 250 с.

Walde A. Lateinisches etymologisches Wörterbuch. 3. neubearbeitete Aufl. von J.B. Hofmann. Heidelberg, 1938, Bd. 1. 295 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Жизнь и деятельность Н.Б. Вассоевича	3
Часть первая. Теория нефтегазообразования	7
<i>Н.Б. Вассоевич.</i> Научная основа поисков и разведки залежей нефти и газа – осадочно-миграционная теория нефтегазообразования.	7
<i>С.Г. Неручев.</i> Развитие осадочно-миграционной теории образования нефти в трудах Н.Б. Вассоевича	15
<i>Н.В. Лопатин.</i> Об истории становления теории происхождения нефти	24
<i>Ю.И. Корчагина.</i> Аспекты теории образования нефти	37
<i>А.Н. Гусева, И.Е. Лейфман.</i> Место нефтеобразования в круговороте углерода в стратиффере	47
<i>В.В. Иванов, О.В. Щербань.</i> О стадийности и направленности развития главной фазы нефтеобразования	57
Часть вторая. Нефтегазоносность осадочных бассейнов	67
<i>Б.А. Соколов.</i> О развитии Н.Б. Вассоевичем учения о нефтегазоносности осадочных бассейнов	67
<i>М.К. Калинин.</i> Нефтегазообразование в континентальных отложениях	75
<i>А.Г. Бабаев.</i> Факторы нефтегазовой продуктивности недр	96
<i>А.М. Акрамходжаев, А.Г. Бабаев.</i> Основные проблемы нефтегазоносности подвижного пояса Средней Азии	103
<i>А.А. Али-Заде.</i> Фашиально-геохимические критерии оценки нефтегазоносности продуктивной и красноцветной толщ Азербайджана и Туркмении	112
<i>Л.Н. Киреева, В.Ф. Борзасеков.</i> Генетический потенциал продуктивности органического вещества красноцветных отложений Юго-Западного Туркменистана	117
<i>Б.П. Назаревич, И.А. Назаревич и А.Н. Стафеев.</i> История стадийного развития нижнемеловых отложений Центрального и Восточного Предкавказья и их нефтегазоносность	120
<i>Т.К. Баженова, Ю.И. Ипатов, Ю.М. Шуменкова.</i> Этапы развития мегабассейна Сибирской платформы и онтогенетическая эволюция нефтидов	132
<i>А.А. Геодекян, В.Я. Троцюк.</i> Особенности нефтегазообразования в разнотипных осадочных бассейнах Мирового океана	138
<i>Н.А. Крылов, А.И. Горлов.</i> Осадочные бассейны Приатлантической области прогибания Западной Африки и их нефтегазоносность (на примере Кванза-Камерунского прогиба)	148
<i>О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин.</i> Особенности нефтеобразования в бассейнах активных континентальных окраин	160
<i>А.И. Конюхов.</i> Эволюция материковых окраин и особенности размещения некоторых полезных ископаемых	172
<i>Е.П. Ларченков.</i> Об энергетических свойствах нефтегазоносных бассейнов	193
Часть третья. Геохимия органического вещества пород и нефтидов	197
<i>Е.А. Романкевич, С.В. Люцарев.</i> Биогеохимический цикл углерода в океане	197
<i>Ю.Р. Мазор.</i> Стадийность преобразования органического вещества углей	203
<i>О.К. Баженова.</i> Сингенетично-нефтеносные глинисто-кремнистые отложения	220
<i>М.Я. Рудкевич, Л.С. Озеранская, Н.В. Козмец.</i> О причинах образования нефтей с нефтеносным основанием	225
<i>А.А. Карцев.</i> Геохимия вод осадочной оболочки и генезис полезных ископаемых	233
<i>Л.М. Зорькин, Н.П. Москалев.</i> О гидрогеологических проблемах миграции углеводородов	237
<i>А.Л. Вассоевич.</i> BITUMEN (к истории термина)	243
	251

Вассоевич Н.Б. Научная основа поисков и разведки залежей нефти и газа — осадочно-миграционная теория нефтегазообразования. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 7—14.

Показана связь процессов генерации нефтяных УВ с осадочным процессом. Освещены основные этапы нефтеобразования, приуроченность УВ различного типа и строения к различным этапам литогенеза. Определено значение ГФН. Расшифровывается формула "осадочные бассейны — родина нефти" и смысл историко-генетического геолого-геохимического метода оценки перспектив нефтегазоносности территорий и акваторий. Библиогр. с. 14 (23 назв.).

УДК 553.9.

Неручев С.Г. Развитие осадочно-миграционной теории образования нефти в трудах Н.Б. Вассоевича. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 15—23.

В статье рассмотрено развитие осадочно-миграционной теории образования нефти. Показан приоритет Н.Б. Вассоевича в решении вопросов о роли РОВ пород в образовании нефти, о генерации и эмиграции основной части нефтяных углеводородов, в том числе всей массы низкокипящих, в зоне катагенеза под воздействием повышенной температуры на ОВ пород, что впоследствии было сформулировано как явление ГФН. Библиогр. с. 23 (10 назв.).

УДК 553.9

Лопатин Н.В. Об истории становления теории происхождения нефти. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 24—37.

Приведена новая периодизация истории представлений о происхождении нефти. Подробно рассмотрены основные положения осадочно-миграционной теории нефтеобразования, главным образом по публикациям Н.Б. Вассоевича. Ил. 2, библиогр. с. 36—37 (27 назв.).

УДК 553.9

Корчагина Ю.И. Аспекты теории образования нефти. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 37—46.

Подтверждена тесная связь и последовательность событий: живое вещество биосферы → захоронение в осадках продуктов деструкции и синтеза этого вещества и образование юной микронепти → созревание ОВ → образование собственно нефти путем ее концентрации в природном резервуаре. Основные количества нефти образуются в НМ-породах на стадии катагенеза. При этом геологическое время накопления потенциально НМ-пород не совпадает с временем аккумуляции нефти в природном резервуаре. Табл. 2, библиогр. с. 46 (9 назв.).

УДК 550.424.552.578.2

Гусева А.Н., Лейфман И.Е. Место нефтеобразования в круговороте углерода в стратиффере. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 47—56.

На каждом этапе геохимической истории биомолекул — биосферном (экосистемном), геополимерном и углеводородном — происходит образование УВ и их предшественников; процессы образования основной массы нефтяных УВ приурочены к углеводородному этапу и осуществляются в ГФН. Анализ нефтеобразования с позиций геохимической истории биомолекул подтверждает основные положения осадочно-миграционной теории происхождения нефти. Табл. 1, библиогр. с. 55—56 (21 назв.).

УДК 553.982.061.3

Иванов В.В., Щербань О.В. О стадийности и направленности развития главной фазы нефтеобразования. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 57—66.

ГФН протекает в условиях двух зон, выделяемых по преимущественному влиянию на преобразование ОВ термокаталитического и термического факторов. Развитие ГФН определяется внутренней стадийностью последовательного образования и распада различных классов соединений на фоне общей тенденции разукрупнения молекул. Фаза газообразования рассматривается как закономерная составляющая общего направленного процесса генерации УВ. Обращается внимание на возможную локализацию максимума генерации УВ C_{5-15} , обычно выпадающих из поля зрения исследователей. Ил. 3, табл. 1, библиогр. с. 65–66 (27 назв.).

УДК 012:553.892

Соколов Б. А. О развитии Н.Б. Вассоевичем учения о нефтегазоносности осадочных бассейнов. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 67–75.

Н.Б. Вассоевич является родоначальником нового эволюционно-генетического направления развития учения о нефтегазоносных бассейнах. Он убедительно показал, что нефтегазоносность — это свойство осадочного бассейна, его качественное состояние на определенном этапе его развития, когда возникают очаги нефтегазогенерации в отложениях, вступивших в ГЗН. Практическим выходом разработки теории нефтегазоносности бассейнов явилось создание им метода генетического анализа нефтегазоносности недр. Библиогр. с. 74–75 (28 назв.).

УДК 553.98.061.33

Калинко М. К. Нефтегазообразование в континентальных отложениях. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 75–95.

Обобщена информация о накоплении ОВ в современных континентальных образованиях, в которых захороняется в 3 раза больше ОВ, чем в морских.

Обобщение информации показало, что во многих нефтегазоносных провинциях мира некоторые континентальные толщи являются нефтегазоматеринскими, а во многих континентальных вулканических и вулканогенных толщах нефтегазопроявления сингенетичны. Табл. 3, ил. 3, библиогр. с. 93–95 (67 назв.).

УДК 553.98

Бабаев А. Г. Факторы нефтегазовой продуктивности недр. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 96–103.

В статье показана необходимость системного анализа и генетической интерпретации материалов, относящихся к седиментационным бассейнам. В качестве единицы для воссоздания эволюции ОПБ предлагается рассматривать формации как надпородный уровень организации вещества, отчетливо обозначающих этапы эволюции. Единицей оценки генетического потенциала возможной продуктивности бассейна являются нефте (газо) материнские породы, которые рекомендуется оценивать в качестве компонентов формаций и анализировать их по признаку аутохтонности или автохтонности углеродистого материала на основе палеоструктурных карт. Библиогр. с. 102–103 (28 назв.).

УДК 553.98 (575.1+575.2+575.3)

Акрамходжаев А. М., Бабаев А. Г. Основные проблемы нефтегазоносности подвижного пояса Средней Азии. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 103–112.

Кратко описаны послегеосинклинальные и послеплатформенные подвижные пояса Средней Азии. В послеплатформенных подвижных поясах на размытой поверхности складчатого основания залегает платформенный чехол, включающий мезозойские и палеогеновые отложения, а на нем также с раз-

мывом располагается комплекс синорогенных моласс. Обосновывается положение о необходимости дифференциации депрессионных структур постплатформенной складчатой области с позиции их нефтегазоносности. Ил. 1, библиогр. с. 112 (2 назв.).

УДК [550.4.553.981]2 (479.24)

Али-Заде А. А. Фациально-геохимические критерии оценки нефтегазоносности продуктивной и красноцветной толщ Азербайджана и Туркмении. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 112—116.

В статье дана оценка перспектив нефтегазоносности мезозойско-кайнозойских отложений района с указанием направления поисково-разведочных работ. Ил. 2, библиогр. с. 116 (4 назв.).

УДК 553.06:551.353.1 (575.4)

Киреева Л. Н., Борзасекоев В. Ф. Генетический потенциал продуктивности органического вещества красноцветных отложений Юго-Западного Туркменистана. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 117—119.

Дана геохимическая характеристика ОВ среднеплиоценовых красноцветных отложений Юго-Западной Туркмении. Описаны возможные механизмы миграции этих углеводородов из материнских пластов в коллекторы. Библиогр. с. 119 (15 назв.).

УДК 551.243.31

Назаревич Б. П., Назаревич И. А., Стафеев А. Н. История стадийного развития нижнемеловых отложений Центрального и Восточного Предкавказья и их нефтегазоносность. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 120—132.

Выполнена реконструкция нефтегеологической истории нижнемеловых отложений Центрального и Восточного Предкавказья на основе определения температурных и глубинных границ зон нефте- и газогенерации для отдельных этапов. Выявлена зависимость распространения скоплений углеводородов различного фазового состояния от стадийного состояния и его истории для различных структурных зон. Ил. 3, библиогр. с. 132 (6 назв.).

УДК 552.578.3+553.981.982.2.061.3 (571.5)

Баженова Т. К., Ипатов Ю. И., Шуменкова Ю. М. Этапы развития мегабассейна Сибирской платформы и онтогенетическая эволюция нафтидов. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 132—137.

В статье рассматриваются этапы развития домезозойского мегабассейна Сибирской платформы. Каждый этап рассматривается с точки зрения его продолжительности, основных черт геологического развития, особенностей геотермического режима, а также накопления РОВ, генерации, аккумуляции УВ и консервации их залежей. Ил. 1, библиогр. с. 137 (3 назв.).

УДК 553.98.041:551.468 2/3

Геодекян А. А., Троцюк В. Я. Особенности нефтегазообразования в разнотипных осадочных бассейнах Мирового океана. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 138—148.

Рассмотрено сопоставление масштабов нефте- и газообразования в геологически разнотипных осадочных бассейнах акваторий. Определены основные факторы условий процессов нефтегазообразования, влияющие на углеводородный потенциал недр этих акваторий. Табл. 1, ил. 2, библиогр. с. 147—148 (8 назв.).

УДК 551.24:553.98/66

Крылов Н. А., Горлов А. И. Осадочные бассейны Приатлантической

области прогибания Западной Африки и их нефтегазоносность (на примере Кванза-Камерунского прогиба). — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 148–159.

Отмечено, что для осадочных бассейнов Кванза-Камерунского прогиба характерно наличие мощного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, как на шельфе, так и на континентальном склоне соленосной толщи аптского возраста, и трех этапов отложений, которым свойственны специфические структурные и фациальные черты, а также нефтегазоносность. Главные зоны генерации углеводородов расположены в подсолевых депрессиях, где развиты битуминозные глинистые породы. Соленосная формация играет решающую роль при формировании структурного плана надсолевого этажа и в силу ее хороших экранирующих свойств определяет перспективы осадочных комплексов под и над ней. Ил. 4, библиогр. с. 159 (2 назв.).

УДК 552.578(571.66)

Баженова О.К., Бурлин Ю.К. Особенности нефтеобразования в бассейнах активных континентальных окраин. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 160–172.

В направлении от континента к океану отмечается интенсификация процессов, определяющих положение, размеры, форму осадочного бассейна, скорости осадконакопления, состав и мощность отложений, концентрацию и состав заключенного в них ОВ, геотермический режим бассейнов, а также интенсивность, скорость и динамику процессов нефтегазообразования в них. Ил. 1, библиогр. с. 171–172 (22 назв.).

УДК 551.242.32:551.263.036

Конюхов А.И. Эволюция материковых окраин и особенности размещения некоторых полезных ископаемых. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 172–193.

Рассмотрены особенности эволюции материковых окраин разнотипных типа. Показано, что пассивные окраины трансформировались в мезозое и кайнозое от окраин эпирифтовых горных сооружений к окраинам платформенных пенепленов (слабо активизированных областей кратонов). Напротив, активные зоны перехода на востоке Тихого океана эволюционировали от окраин, полностью погруженных под уровень океанских вод, до окраин, обрамляющих мощнейшие горно-складчатые сооружения — Кордильеры. Ил. 3, библиогр. с. 192–193 (33 назв.).

УДК 553.98

Ларченков Е.П. Об энергетических свойствах нефтегазоносных бассейнов. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 193–196.

Энергетические свойства НГБ определяют условия реализации, динамику и степень завершения процессов нефтегазообразования. При нефтегазообразовании энергия расходуется: 1) на диа- и катагенетические изменения отложений и ОВ, а также на новообразование УВ; 2) на эмиграцию УВ из нефтематеринских пород и миграцию; 3) на преобразование нефти в залежах и на рассеивание энергии при диффузии УВ. Приток энергии в систему НГБ в виде тепла и в процессе массообмена приводит к изменению существующего энергетического потенциала бассейна. Библиогр. с. 196 (10 назв.).

УДК 550.42+546.22+577.11

Романкевич Е.А., Люцарев С.В. Биогеохимический цикл углерода в океане. — В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 197–202.

Мировой океан является важным геохимическим резервуаром наиболее подвижных реакционноспособных форм С. В цикле С живые организмы океана осуществляют крупномасштабные процессы создания кахитов (органических соединений) и карбонатов (неорганических соединений С). Приводятся современные данные об интенсивности процессов в поддиклах автотрофного и гетеротрофного преобразования ОВ на трех главных биогеохимических этапах цикла: биосинтеза, седиментации и диагенеза. Табл. 1, библиогр. с. 202 (11 назв.).

УДК 552.16.551.251.

Мазор Ю.Р. Стадийность преобразования органического вещества углей. – В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 203–220.

Угли в ходе процессов углификации и графитизации последовательно проходят все стадии преобразования – от лигнита и мягкого бурого угля до графита. Но последовательность изменений на всем пути происходит неравномерно, а на отдельных его участках – резко, скачкообразно. Скачки испытывают физические и химические свойства углей, которые отражают глубокие молекулярные превращения углей различного уровня. Табл. 6, библиогр. с. 219–220. (28 назв.)

УДК 553.982

Баженова О.К. Сингенетично-нефтеносные глинисто-кремнистые отложения. – В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 220–225.

Рассматривается нефтеносность кремнистых и глинисто-кремнистых нефтематеринских толщ на примере месторождений Восточного Сахалина и Салымской группы месторождений Западной Сибири. Показано, что основную роль в формировании нефтематеринского потенциала как кремнистых, так и отдаленно-кремнистых материнских толщ играет микрофитопланктон. Библиогр. с. 224–225 (13 назв.).

УДК 553.9

Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Коэмец Н.В. О причинах образования нефтей с нефтяным основанием. – В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 225–232.

Рассматриваются результаты гипергенных изменений нефтей и конденсатов в Часельской нефтегазоносной области. Под действием инфильтрационных вод скопления УВ разрушаются, нефти и конденсаты теряют бензиновые фракции, нормальные алканы и приобретают нефтяной характер. Ил. 2, табл. 3, библиогр. с. 232 (10 назв.).

УДК 550.40

Карцев А.А. Геохимия вод осадочной оболочки и генезис полезных ископаемых. – В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 233–237.

Основные обстановки, определяющие геохимические черты водных растворов, соответствуют конкретным стадиям литогенеза: для талассогенных растворов это седиментогенез и диагенез, для метеогенных – гипергенез, для возрожденных – мезокатагенез. Геохимия вод влияет на генезис металлических руд в осадочной оболочке на стадиях диагенеза и гипергенеза, а на аккумуляцию углеводородов – на подстадии мезокатагенеза.

УДК 556.3:553.98.061.33

Зорькин Л.М., Москалев Н.П. О гидрогеологических проблемах миграции углеводородов. – В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 237–242.

Рассмотрены взаимосвязь УВ с подземной гидросферой, дифференциация и изменения жидкой и твердой фаз на различных стадиях развития осадочных бассейнов; проблема миграции УВ в тонкодисперсном состоянии; миграция жидких УВ сжатыми газами. Библиогр. 242 (3 назв.).

УДК 552.57:553.982:553.985

Вассоевич А.Л. BITUMEN (к истории термина). – В кн.: Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. М.: Наука, 1983, с. 243–250.

На основании свидетельств древних латинских авторов рассмотрен вопрос об этимологии слова bitumen, о первоначальных и вторичных значениях термина "битум". Ил. 1, библиогр. с. 250 (26 назв.).

4023