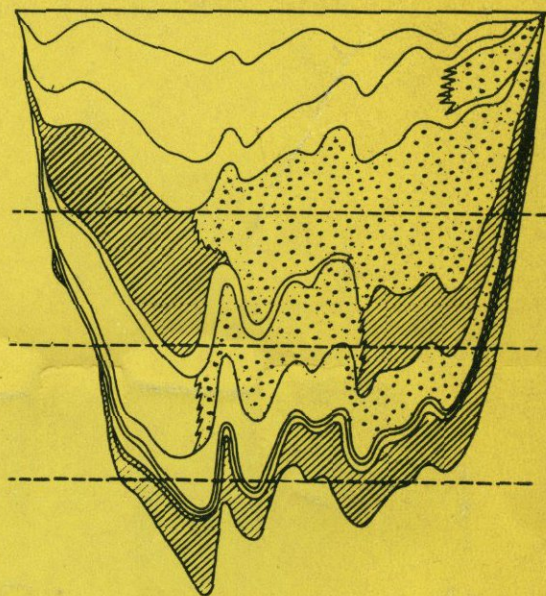
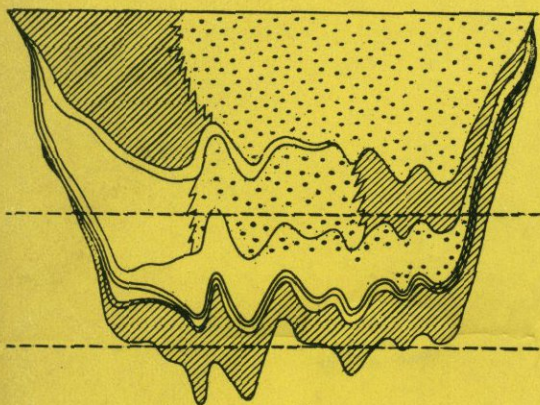


АКАДЕМИЯ НАУК СССР

СОВРЕМЕННЫЕ  
ПРОБЛЕМЫ  
ГЕОЛОГИИ  
И ГЕОХИМИИ  
ГОРЮЧИХ  
ИСКОПАЕМЫХ



Академия наук СССР

Отделение геологии,  
геофизики и геохимии



*H. J. ...*

550.9

**СОВРЕМЕННЫЕ  
ПРОБЛЕМЫ  
ГЕОЛОГИИ  
И ГЕОХИМИИ  
ГОРЮЧИХ  
ИСКОПАЕМЫХ**

755

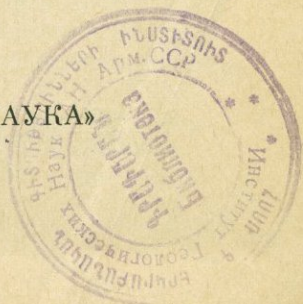
---

Посвящается  
члену-корреспонденту АН СССР  
профессору  
Николаю Брониславовичу  
ВАССОЕВИЧУ  
в связи с 70-летием  
со дня рождения

---



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»  
Москва 1973



В книге помещены статьи видных советских геологов, освещающие последние достижения теоретической мысли в области происхождения нефти и органической геохимии, закономерностей размещения горючих ископаемых в земной коре, нефтяной региональной геологии и литологии. Особое внимание уделено научному подходу к изучению и оценке нефтегазоносности, упорядочению терминологии в геологии, вопросам, представляющим теоретический и практический интерес.

Книга рассчитана на геологов, геохимиков и специалистов по горючим ископаемым.

Р е д к о л л е г и я

член-корр. АН СССР В. Е. ХАИН (главный редактор),

Б. А. СОКОЛОВ, А. Н. ГУСЕВА,

Ю. И. КОРЧАГИНА, Н. И. МАРКОВСКИИ

---

## КРАТКИЙ ОЧЕРК НАУЧНО-ПЕДАГОГИЧЕСКОЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ Н. Б. ВАССОЕВИЧА

Б. А. СОКОЛОВ, В. Е. ХАИН

30 марта 1972 г. исполнилось 70 лет со дня рождения одного из ведущих советских геологов, члена-корреспондента АН СССР, заведующего кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ, доктора геолого-минералогических наук, профессора Николая Брониславовича Вассоевича. Широкий круг вопросов, которыми занимался и занимается Н. Б. Вассоевич. Это региональная геология Кавказа, Закавказья, Средней Азии, Сахалина, стратиграфия мезозойских и кайнозойских отложений, тектоника, литология, учение о фациях и формациях, геология нефти и газа, нефтяная геохимия, геологическая терминология, история геологических наук, пропаганда и популяризация геологических знаний, методология высшего геологического образования, вопросы организации геологической науки. Особенно большой вклад внесли исследования Н. Б. Вассоевича в изучение флишевой формации и в решение проблемы происхождения нефти. Эти работы принесли Н. Б. Вассоевичу заслуженную мировую известность. Н. Б. Вассоевич в этих двух областях является признанным лидером. И сегодня мы можем говорить о существовании его школы геологов-флишевиков, наиболее заметными представителями которой являются профессор В. А. Гроссгейм, А. И. Шалимов, С. Л. Афанасьев, и школы нефтяных геохимиков (профессор С. Г. Неручев, профессор М. К. Калинин, Н. В. Лопатин и др.). Многие десятки учеников Н. Б. Вассоевича работают во всех уголках нашей страны, развивая его представления и внедряя их в практику нефтегазопромышленного дела. Н. Б. Вассоевич является страстным патриотом нефтегазовой геологии и геохимии, беззаветно отдающим все свои знания и силы ее развитию, ее прогрессу. Не случайно его первая лекция для студентов первого курса начинается словами: «Я очень рад за вас: вам несказанно повезло. Вы выбрали самую интересную специальность, какую можно себе представить: геологию нефти и газа».

Николай Брониславович Вассоевич родился в Ростове-на-Дону в семье телеграфиста, которая вскоре переехала во Владикавказ (Орджоникидзе). Его отец, сербский эмигрант, умер очень рано, когда Н. Б. Вассоевичу было всего 6 лет. Несмотря на большие материальные трудности, которые испытывала семья, Николай Брониславович, подрабатывая в каникулярное время, сумел закончить Владикавказское реальное учи-

лице и в 1918 г. поступить там же в I Советский политехнический институт. В 1922 г. он переезжает в Петроград и поступает в Горный институт на геологоразведочный факультет, где обучается у таких крупнейших геологов, как А. А. Борисяк, Ю. А. Жемчужников, Д. В. Наливкин. Учебу в институте, как и в школе, Н. Б. Вассоевичу приходилось совмещать с самой разнообразной трудовой деятельностью: он был и дворником, и разнорабочим, и посыльным. В 1924 г. он заканчивает институт и получает звание горного инженера. С этого времени начинается его плодотворная деятельность на геологическом поприще, где он прошел путь от рядового геолога до члена-корреспондента АН СССР.

Первый период геологической производственно-научной деятельности Н. Б. Вассоевича охватывает время с 1925 по 1941 г., до начала Великой Отечественной войны, и очень тесно связан с изучением главным образом геологии и нефтегазоносности различных районов Кавказа. Лишь в 1939 г. на один сезон он отвлекается для участия в экспедиции Арктического института на Таймыр.

В 1925 г. Н. Б. Вассоевич назначается геологом — начальником геологической партии Геологического бюро треста «Грознефть» и ведет геологическую съемку в районе Махачкалы, затем в 1926 г. — в Хадыженском районе Краснодарского края, а в 1927 г. — в окрестностях Анапы и на Таманском полуострове. Геологии Махачкалинского района посвящена первая статья, написанная в 1926 г. совместно с Н. М. Ледневым. Эти исследования привели к открытию Махачкалинского нефтяного месторождения в Дагестане.

С 1928 по 1936 г. Н. Б. Вассоевич работает вначале в нефтяной секции Геологического комитета ВСНХ, а затем в Нефтяном институте (ныне ВНИГРИ), с которым он был связан, с небольшим перерывом, почти 40 лет. В те годы он ведет геологосъемочные работы на Кахетинском хребте и в других районах Грузии и Азербайджана. В 1933 г. Н. Б. Вассоевич был откомандирован для работы вначале в трест «Грузнефть», где был назначен заведующим бюро полевых разведок, а с 1937 по 1939 г. руководил тематическими исследованиями на Юго-Восточном Кавказе, будучи заведующим лабораторией стратиграфии и литологии АЗНИИ в Баку. В 1939 г. он возвращается в Ленинград во ВНИГРИ, продолжая вести полевые работы в Азербайджане.

В течение этих 16 лет Н. Б. Вассоевич опубликовал около 100 работ, в которых рассматриваются различные стороны геологического строения и нефтеносности Дагестана, Чечено-Ингушетии, Кубани, Тамани, Краснодарского края, Грузии и Азербайджана.

Достаточно сказать, что им создана схема стратиграфического расчленения нижнепалеогеновых отложений Кубани; одновременно с И. М. Губкиным и независимо от него открыты морские ачкагыльские слои на Таманском полуострове; вместе с В. П. Ренгартеном, который оказал большое влияние на становление Н. Б. Вассоевича как учено-геолога, разработана стратиграфическая схема флишевых отложений Грузии и Восточного Азербайджана. Для установления возраста флишевых толщ, как правило лишенных макрофауны, Н. Б. Вассоевич впервые стал изучать микрофауну в шлифах и, в частности, обнаружил на Кавказе и в Крыму характерную для титон-валанжинских отложений инфузорию кальпионеллу. Привлечение материала по так хорошо знакомому Н. Б. Вассоевичу Северо-Западному Кавказу позволило ему предложить первую схему сопоставления флишевых толщ всего южного склона, от Анапы до Кобыстана, что явилось в свое время большим достижением.

В области тектоники Кавказа Н. Б. Вассоевичу принадлежит честь открытия крупных тектонических покровов на южном склоне Большого Кавказа в Грузии и Азербайджане (1940 г.), наличие которых одно время оспаривалось, но ныне получило полное подтверждение данными бурения. Н. Б. Вассоевичем одним из первых в мировой литературе обоснован также гравитационный механизм образования этих покровов. Им впервые установлена четкая тектоническая зональность Куриинской депрессии. Большое значение для правильной расшифровки сложной тектоники флишевых толщ и установления их стратиграфической последовательности имело впервые предложенное Н. Б. Вассоевичем использование ряда признаков, позволяющих отличить опрокинутое залегание слоев во флише от нормального.

Много сделал Н. Б. Вассоевич в области литологии и палеогеографии. Опираясь на свой огромный опыт изучения кавказского флиша и будучи исключительно тонким наблюдателем, Н. Б. Вассоевич сделал выдающееся открытие, обнаружив во флише не хаотическое чередование слоев разного состава, как это долго считалось, а закономерную их ритмическую последовательность. Это позволило ему разработать специальную методику расчленения флишевых разрезов и их сопоставления на больших расстояниях, что ранее считалось принципиально невозможным.

Всесторонне изучая флиш, Н. Б. Вассоевич обосновал его выделение в качестве самостоятельной формации, или геогенерации (термин Н. Б. Вассоевича), и использовал весь комплекс признаков флиша для выяснения условий его образования; согласно взглядам Н. Б. Вассоевича, наиболее примечательная особенность флиша — тонкая ритмичность — обязана своим происхождением колебательным движениям земной коры.

Уже на этом этапе своей деятельности Н. Б. Вассоевич активно разрабатывал вопросы нефтяной геологии. Им была создана классификация естественных нефтегазопроявлений (1930 г.), предложено новое нефтегеологическое районирование Грузии (1936—1937 гг.), дано описание нефтяных месторождений Грузии (1937 г.).

Второй период научно-производственной деятельности Н. Б. Вассоевича охватывает годы Великой Отечественной войны. По заданию ВНИГРИ он вел большие геологопоисковые работы в Ферганской впадине, способствовавшие открытию новых нефтяных месторождений в этом бассейне. В те же годы Н. Б. Вассоевич разработал методику изучения конгломератов и слоистых толщ, которая была опубликована позднее (1956, 1958 гг.).

Третий период деятельности Н. Б. Вассоевича отвечает отрезку времени с 1945 по 1963 г. и характеризуется глубокой разработкой двух направлений: учения о флише и генезиса нефти. В 1945 г. он заканчивает первую свою монографию «Флиш и методика его изучения», защищает ее как докторскую диссертацию и публикует в 1948 г. В 1947 г. ему присваивается звание профессора. Продолжая работать в этом направлении, Н. Б. Вассоевич в 1951 г. издает вторую монографию «Условия образования флиша». В 1950 г. во ВНИГРИ Н. Б. Вассоевичу поручается разработка проблемы происхождения нефти, и он возглавляет соответствующий отдел. Эта работа ведется на материалах вначале руководимой им Дагестанской экспедиции (1947—1949 гг.), а затем Северо-Кавказской (1950—1956 гг.). Исследования этих экспедиций нахо-

дидлись в теснейшем научном и производственном контакте с деятельностью Северо-Кавказской комплексной экспедиции геологического факультета МГУ, возглавляемой профессором И. О. Бродом, с которым Н. Б. Вассоевича связывала давняя дружба. С 1956 по 1959 г. Н. Б. Вассоевич руководит крупной экспедицией ВНИГРИ на Сахалине. Рассматриваемый период деятельности Н. Б. Вассоевича был чрезвычайно важен для развития теоретических его представлений как геолога-нефтяника и литолога. Об этом свидетельствует и количество опубликованных работ — более 100 за девятнадцать лет. Из них многие явились большой творческой удачей Н. Б. Вассоевича, новым словом в геологии. Это, конечно, две книги по флишу, обобщения по полевой геологии и геохимии нефти, изложенные в двухтомном издании «Спутник полевого геолога-нефтяника», опубликованном в 1952 г. под редакцией Н. Б. Вассоевича. Сюда надо отнести монографию, посвященную строению и нефтеносности чокракско-караганской толщи Восточного Предкавказья (1959 г.), а также работу по изучению неогена Сахалина (1961 г.). Очень интересны работы Н. Б. Вассоевича по литогенезу осадочных пород (1957, 1962 гг.), тесно смыкающиеся с циклом его исследований по нефтяной геологии, в которых он обосновывает значение диагенеза, катагенеза и гипергенеза в применении к нефтегазоносным толщам.

Начиная с 50-х годов особенно широко развернулась деятельность Н. Б. Вассоевича как геолога-нефтяника. Им были рассмотрены многие вопросы этой проблемы: роль волновых движений в миграции нефти (1951 г.), изменения свойств нефтей при гипергенезе, диагенезе и катагенезе (1953 г.), природа нефтематеринских отложений (1955 г.), классификация битумов и нафтидов (1955—1958 гг.), температура нефтеобразования (1957 г.), образование нефти в терригенных отложениях (1958 г.); обосновано представление о микронепти (1959 г.), о происхождении нефти (1962 г.). В решении проблемы происхождения нефти Н. Б. Вассоевич выступает как продолжатель работ академика И. М. Губкина, как последовательный сторонник органической теории генезиса нефти. Свои теоретические представления о происхождении нефти и условиях образования ее залежей Н. Б. Вассоевич успешно применил при решении практических задач поисков нефти в Грозненской области, Дагестане и на Сахалине.

Четвертый период деятельности Н. Б. Вассоевича охватывает последние десять лет и связан с его работой в Московском государственном университете, куда он был приглашен после смерти И. О. Брода для заведования кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых. Это период его активной педагогической деятельности. Все свои огромные знания, особенно в области геохимии, Н. Б. Вассоевич передает студентам и аспирантам. С приходом Н. Б. Вассоевича по существу заново были созданы нефтегеохимические учебные дисциплины. Он создал и успешно читает курсы «Геохимия горючих ископаемых», «Геохимические методы поисков». Под его руководством организована учебно-научная лаборатория нефтяной органической геохимии. Много сил и времени уделяет Н. Б. Вассоевич подготовке аспирантов и чтению лекций для руководящих нефтегеологических кадров Министерства геологии СССР, на факультетских курсах повышения квалификации.

В своей научной деятельности Н. Б. Вассоевич продолжает активно разрабатывать главным образом вопросы происхождения нефти на материалах руководимых им кафедральных экспедиций, работающих на Кавказе, в Средней Азии, Западной Сибири, на Дальнем Востоке, Северо-

Востоке, Чукотке, Камчатке, в Московской синеклизе. О плодотворной деятельности в этот сравнительно короткий период свидетельствуют около 100 опубликованных работ, большинство из которых имеет принципиальное научное значение. Для решения проблемы генезиса нефти Н. Б. Вассоевич применяет данные новой науки — органической геохимии, им успешно развиваемой. Н. Б. Вассоевичем (1967 г.) разработан оригинальный вариант органической теории происхождения нефти — теории ее осадочно-миграционного происхождения, которая является в настоящее время наиболее полной и убедительной концепцией. Важной стороной этой концепции стали новые представления о нефтепроизводящих отложениях, о стадиях преобразования органического вещества в зависимости от изменений температуры и давления в недрах, о критериях различия автохтонных и аллохтонных битумоидов, о микронефти. Одновременно с разработкой нового варианта органической теории Н. Б. Вассоевич уделяет много времени критике взглядов ее противников, последовательно опровергая различные доводы, выдвигавшиеся в пользу неорганического синтеза нефти.

Новым словом в осадочно-миграционной теории происхождения нефти является фундаментальное представление о главной фазе нефтеобразования (1967 г.), развивающее учение о нефтегазоносных бассейнах, позволяющее по-новому оценивать перспективы их нефтегазоносности. На базе этих представлений Н. Б. Вассоевич вместе с коллективом кафедры предложил совершенно новый путь изучения нефтегазоносных бассейнов, названный историко-геолого-геохимическим методом (1971 г.). На этой же основе по-новому решаются вопрос о нефтеносности древних докембрийских осадочных толщ (1970 г.) и методика их изучения. Дальнейшее развитие всех этих представлений будет иметь большое значение в деле поисков и в разведке нефти и газа на территории СССР.

В последние годы Н. Б. Вассоевич обратился к применению новых — математических и геохимических, в том числе изотопных — методов для решения проблемы происхождения нефти и добился в этом отношении важных результатов.

За какую бы проблему ни брался Н. Б. Вассоевич, он неизменно приступает к ней с огромным, не ослабевающим с годами энтузиазмом, заражая им и своих сотрудников. Благодаря этому Н. Б. Вассоевич собрал вокруг себя плеяду учеников, многие из которых ныне сами уже достаточно известны научной общественности. Для Н. Б. Вассоевича характерно также стремление вникнуть в самые истоки проблемы.

Огромная эрудиция, колоссальная энергия и работоспособность, исключительная преданность науке и благожелательность к молодежинискали Н. Б. Вассоевичу уважение и завоевали ему авторитет в широких кругах советских геологов.

Он является активным членом редакционных коллегий таких ведущих журналов, как «Известия АН СССР, серия геологическая», «Геология нефти и газа», «Вестник МГУ, серия геологическая», редактором ряда монографий, в том числе переводных.

Имя Н. Б. Вассоевича широко известно за рубежом. Он был приглашен для консультаций в Чехословакию, Югославию, ГДР, избран почетным членом Польского геологического общества.

Н. Б. Вассоевич активно участвовал в работах Всемирного нефтяного конгресса в Мексике в 1967 г. и являлся вице-президентом секции Мирового нефтяного конгресса, состоявшегося в 1971 г. в Москве

Отмечая огромный вклад Н. Б. Вассоевича в геологическую науку, способствующий ее дальнейшему развитию, в 1970 г. его избрали членом-корреспондентом АН СССР.

Н. Б. Вассоевич постоянно ведет большую общественно-научную работу. Около 20 лет он был председателем правления НТО нефтяной и газовой промышленности во ВНИГРИ, два года возглавлял Ленинградское городское НТО нефтегазовой промышленности. В настоящее время является членом ученых советов ряда институтов Москвы, заместителем председателя Научного совета по проблеме образования нефти и газа Отделения геологии, геофизики и геохимии АН СССР. На геологическом факультете МГУ он является председателем Ученого совета отделения геологии.

За плодотворную научную и производственную деятельность Н. Б. Вассоевич награжден орденами Ленина и «Знак Почета» и тремя медалями.

Н. Б. Вассоевич обладает глубокими знаниями марксистско-ленинской философии, творчески применяя их в своей научной работе.

Один из крупнейших советских геологов-нефтяников профессор Н. Б. Вассоевич встречает свое 70-летие в расцвете творческих сил, с большими планами по дальнейшему развитию высшего геологического образования и нефтегеологической науки. Все, кто знает Н. Б. Вассоевича, горячо желают ему дальнейших успехов и плодотворной деятельности.

## О НЕОБХОДИМОСТИ УПОРЯДОЧЕНИЯ ТЕРМИНКЛАТУРЫ, СВЯЗАННОЙ С ПЕРИОДИЧНОСТЬЮ И ЦИКЛИЧНОСТЬЮ ЛИТОГЕНЕЗА, НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ И ДРУГИХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ

Н. Б. ВАССОЕВИЧ, Е. Г. ГЛАДКОВА

Слова *ритм*, *ритмичный*, *ритмичность*, *ритмика*, *цикл*, *циклический*, *циклическость* и родственные им пользуются необычайно широким распространением. Без них не обходится ни одна область знания; они обычны в технике, их часто можно услышать на производстве. О ритмах и ритмичности говорят писатели, музыканты, спортсмены. И нет ничего удивительного в том, что каждое из этих слов имеет несколько значений,— это присуще почти всем обиходным словам живого языка. Их многозначность, высокая комбинаторность, зависимость от контекста — благо для писателя, но «бич для ученого» (Соловьев, 1968). В данном случае то, что показано поэзии,— противопоставлено науке, в той мере, в какой она имеет дело со словами-те р м и н а м и.

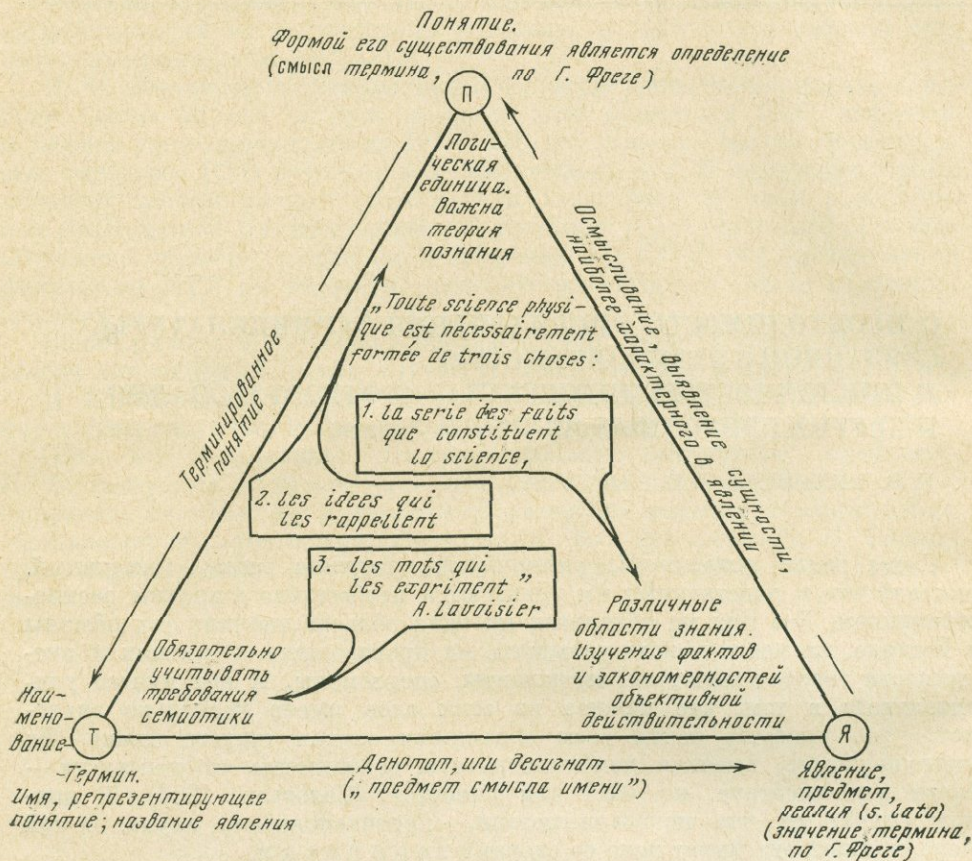
Термин<sup>1</sup> — это нормативное однозначное слово (словосочетание), служащее для обозначения научного и (или) технического понятия. Это — наименование (имя), своего рода код (элемент кода), условный знак понятия о реалии (*s. lato.*) — том или ином реальном явлении, конкретном или абстрактном факте.

Изучение любого явления, любого предмета немислимо без возникновения в нашем сознании соответствующего понятия, формой существования которого является научное определение, вскрывающее смысл, суть данной реалии (*s. lato.*). Понятия нуждаются в терминологии, в «сжатии» до минимума слов, обычно до одного (теперь все чаще используют аббревиатуры).

Наиболее ясное представление о термине можно получить, осмысливая семантический треугольник<sup>2</sup> (фиг. 1), показывающий соотношение между тремя категориями — явлениями, понятиями и терминами. Именно эти категории имел в виду А. Лавуазье, когда утверждал, что «любая физическая наука непременно складывается из трех вещей: серии

<sup>1</sup> Имеется в виду правильный научный термин.

<sup>2</sup> Семантический треугольник — упрощенная схема соотношения названных категорий, полезная тому, кто не соприкасался с семантикой, терминологией (в смысле общего учения о терминах) и не штудировал элементарную логику, т. е. те дисциплины, которых, к сожалению, нет в программах большинства технических вузов и естественноисторических факультетов университетов в нашей стране.



Фиг. 1. Семантический треугольник (по Н. Б. Вассоевичу)

В треугольнике слова А. Лавуазье: «Любая физическая наука непременно складывается из трех вещей: 1) серии фактов, которые составляют науку; 2) идей, которые они порождают; 3) и слов, которые их выражают».

фактов, которые составляют науку, идей, которые они порождают, и слов, которые их выражают...» Выдающийся французский ученый подчеркивал «невозможность отделить терминологию от науки и науку от терминологии». Соответствующую цитату из трудов А. Лавуазье А. Н. Заварицкий привел в качестве весьма удачного эпиграфа в своей статье, посвященной вопросам геологической терминологии (1947).

Научные термины по их значимости можно уподобить азбуке наук. Естественно, что к ним предъявляются серьезные требования и самое суровое из них — однозначность, моносемантичность. Можно сказать, что это *альфа* и *омега* научного языка. Приведенный фразеологизм, восходящий к библейскому тексту, тем хорош, что с ним ассоциируется представление не просто о сущности, основе, самом главном, но и о «начале и конце». Действительно, с терминов мы и (или) начинаем и (или) кончаем.

Крупнейший советский специалист в области научно-технической терминологии Д. С. Лотте справедливо называл термин «орудием научного мышления» и указывал, что термин «должен быть наиболее совер-

шенным. Лишь при соблюдении этого условия терминология будет играть прогрессивную роль, способствуя в той или иной степени развитию самой научной дисциплины» (Лотте, 1948, стр. 734—735).

О том, какой вред приносит терминологическая путаница, можно судить, например, по словам Дж. Денниса, приведенным во «Введении» к составленному им международному словарю тектонических терминов: «Научные термины, несомненно, отличаются от обычных слов и выражений, используемых в повседневном языке, тем, что они четко сформулированы и несут определенную дополнительную нагрузку, подобно математическим знакам. Если бы так было и с геологической терминологией, можно было бы утверждать, что *по крайней мере половина всех современных и бывших в прошлом дискуссий никогда бы не возникла*» (Деннис, 1971, стр. 8; курсив наш.— Н. В., Е. Г.). Сильней не скажешь!

Многие исследователи, к сожалению, признают за терминами лишь «назывательную» функцию, считая их пассивными во всех остальных отношениях. Конечно, это не так.

Весьма впечатлительно охарактеризовал активную прогрессивную роль правильной терминологии проф. МГУ Р. А. Будагов. Отмечая, что термины имеют огромное научное значение и что точное знание того или иного явления природы требует такого же точного знания его названия — термина, выдающийся лингвист писал: «В ряде случаев переход от догадки и научной гипотезы к точному знанию *ускоряется при помощи установления соответствующего термина*». Порождая удачные термины, «наука сама продвигается вперед по мере установления точного смысла самих этих терминов». Следовательно, «термин не только пассивно регистрирует понятие, но в свою очередь воздействует на это понятие, уточняет его, отделяет от смежных представлений» (Будагов, 1953, стр. 20; курсив наш.— Н. В., Е. Г.).

Все сказанное полностью сохраняет свою силу и для всех названных в заголовке статьи терминов. Один из авторов уже давно собирался предпринять попытку уточнения смысла понятий (и явлений), которые именуются ритмами, циклами, цикличностью и т. д. Его побуждало к этому желание исправить свою терминологическую ошибку в отношении ритмичности флиша — неправильного наименования *ритмами* отдельных повторов, или многослоев (циклотем, секвенций и т. д.), из которых состоит эта геогенерация<sup>1</sup>.

Поводом к написанию данной статьи явился выход в свет сборника «Ритмичность природных явлений», посвященного памяти акад. Л. С. Берга. Авторы отмечают разное толкование периодичности, ритмичности, цикличности и крайнюю нежелательность такого разнобоя. И все же наша статья не была бы, вероятно, завершена, если бы не терминологический разнобой в потоке публикаций по вопросам о цикличности нефтегазопосности и цикличности нефтеобразования (Зайдельсон, 1969; Ботнева, Левшунова, 1970; Ботнева, 1971; Ботнева и др., 1971; Максимов и др., 1972; и др.).

В некоторых из этих работ допущены терминологические несуразности, и хотя это уже отмечено в печати, но, во-первых, лишь частично, а во-вторых, как бы мимоходом — в статье, посвященной столетию со дня рождения И. М. Губкина (Вассоевич, 1971б).

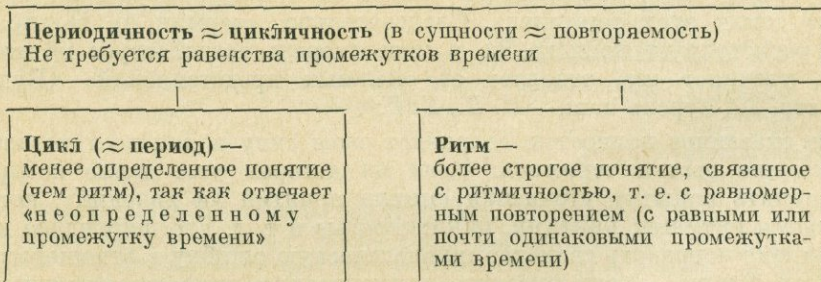
<sup>1</sup> Частично это уже было сделано в разделе «Полевая геология» во втором издании «Спутника полевого геолога-нефтяника» (Вассоевич, 1954, стр. 36—37, 45).

Поскольку вопросы, связанные с «циклическостью» распределения нефтетазоносности по разрезу и с циклами нефтеобразования, представляют первостепенный интерес, нам пришлось заняться ими вплотную, начав, естественно, с уточнения смысла терминов *цикл* и *циклическость*, *ритм* и *ритмичность*.

Из-за исключительной обширности литературы, в которой затрагиваются проблемы циклическости и (или) ритмичности природных явлений, приходится сугубо ограничивать свой обзор, во-первых, почти только геологическим циклом наук, а во-вторых, лишь отдельными работами, либо специально посвященными соответствующим процессам, либо принадлежащими видным ученым, в том числе тем, о которых можно сказать, что они являлись «законодателями терминологических мод».

С этих позиций логично начать (если не уходить в глубь веков) с Ю. А. Жемчужникова, видного советского литолога и геолога-угольщика, автора специальной статьи «Периодичность осадконакопления и понятия ритмичности и циклическости» (1955). В этой статье автор обращает внимание геологов на необходимость тщательно следить за правильностью применения различных терминов и понятий.

Ю. А. Жемчужников акцентировал внимание не на внутреннем содержании циклов и присущих им свойствах, а на характере повторяемости циклов, т. е. явлений, для которого существуют другие понятия и соответствующие им термины, в частности повторяемость (и повтор), периодичность (и период). Его представления можно резюмировать в виде следующей схемы:



Попытку Ю. А. Жемчужникова упорядочить «циклично-ритмично-периодическую» (ЦРП) терминологию<sup>1</sup>, относящуюся к этому кругу явлений, нельзя признать удачной. Во-первых, он ошибочно истолковал смысл понятия о периодичности, полагая, что термин «периодичность» можно применять к явлениям «независимо от того, совершаются ли они через равные промежутки времени... или нет» (Жемчужников, 1955, стр. 74). Во-вторых, Ю. А. Жемчужников утверждал, что с терминами *период* и *периодичность* все обстоит благополучно. Ю. А. Жемчужников писал, что «эти термины в нашей (? — Н. В., Е. Г.) науке, в частности в геологии, «не возбуждают сомнения» (1955, стр. 74). При этом он апеллировал к «Толковому словарю русского языка», изданному под редакцией Д. Н. Ушакова (1939). Из 3-го тома этого словаря Ю. А. Жемчужников процитировал (со стр. 227), что слово *период* озна-

<sup>1</sup> Под терминологией вообще, по предложению М. Г. Бергера, понимается совокупность терминов, относящаяся к какой-либо области знания. За терминологией же он предполагает оставить значение науки о терминах (что больше отвечает «внутренней форме» этого слова).

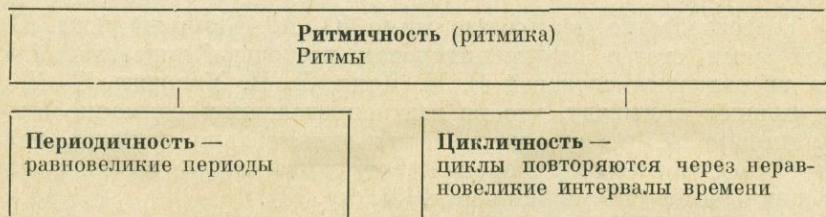
чает «промежуток времени, в течение которого заканчивается какой-нибудь повторяющийся процесс», а периодичность (там же, стр. 228) — «повторяемость какого-нибудь явления через определенные промежутки времени» (разрядка наша. — Н. В., Е. Г.).

Конечно, Ю. А. Жемчужников смог бы при желании найти много примеров более строгого толкования «периодичности» — именно как равномерной или почти равномерной повторяемости. Так, например, в «Словаре иностранных слов, вошедших в состав русского языка», составленном под редакцией А. Н. Чудинова (3-е изд., 1909 г.), на стр. 448-й разъясняется: «Периодичность (от сл. период). Существование чего-либо во времени, повторяемое через правильные, одинаковые промежутки».

Таким образом, Ю. А. Жемчужников в сущности считал *периодичность* синонимом *повторяемости*. И эту ошибку он усугубил тем, что и цикличность также принимал за синоним *периодичности*, а *цикл* почти приравнял к *периоду*. Он пишет: «...«цикл» и «период» имеют почти один и тот же смысл. Цикличность в науке, особенно в исторической, какой является и геология, становится синонимом периодичности» (там же, стр. 75).

Иначе, а в некоторых отношениях диаметрально противоположно трактуется соотношение понятий о повторяемости, периодичности, цикличности и ритмичности в ряде работ географов.

Так, в вводной статье известного географа А. В. Шнитникова (1971), открывающей сборник «Ритмичность природных явлений», можно прочесть, что «периодичность подразумевает равновеликость временных интервалов» (разрядка наша. — Н. В., Е. Г.). Если повторяемость недостаточно строга, то следует, по убеждению автора, говорить о цикличности. И здесь же он добавляет: «Это определение весьма важно для всей теории ритмичности природных явлений» (стр. 3—4). Соподчиненность понятий о цикличности, ритмичности и периодичности, по А. В. Шнитникову, можно продемонстрировать следующей простой схемой:



Сравнивая эту схему с предыдущей, легко установить, что если по Ю. А. Жемчужникову *цикл* равен *периоду*, а с термином *ритм* у него ассоциируется представление прежде всего о равномерности, то по А. В. Шнитникову — *цикл* в известной мере противоположен *периоду*, а с понятием о *ритме* связано представление просто о повторяемости, хотя бы и неравномерной.

Ю. И. Возовик, В. И. Почтарев и другие придерживались именно последней точки зрения<sup>1</sup>. Вообще можно говорить о существовании оп-

<sup>1</sup> Высказывались, однако, и противоположные взгляды, например В. А. Зубаковым, утверждавшим, что «периодичность понимается геологами достаточно широко» (Ритмичность..., 1971, стр. 25). По словам Ю. Ф. Чемякова, «периодичность... обуславливает ритмичность, а ритмичность... вызывает периодичность» (там же, стр. 77).

ределенной школы географов во главе с С. В. Калесником, придерживающейся указанной терминологии. Например, в «Энциклопедическом словаре географических терминов» разъясняется, что ритмические явления в природе «могут быть периодическими, при которых одинаковые фазы повторяются примерно через равные промежутки времени (смена дня и ночи, смена времен года и т. д.), и циклическими, когда при постоянной средней продолжительности цикла промежутки времени между его одинаковыми фазами имеет переменную продолжительность (колебания климата, уровня озер, наступание и отступление ледников, максимумы солнечных пятен и т. д.)» (1968, стр. 329; разрядка наша.— Н. В., Е. Г.)

Представления С. В. Калесника (1970) о «ритмической» терминологии четко изложены в одном из его научно-популярных обзоров в книге «Наука и человечество». Здесь можно прочесть следующее: «...Ритмика, т. е. повторяемость во времени того или иного комплекса явлений, которые каждый раз развиваются в одном направлении<sup>1</sup>. *Ритмы одинаковой продолжительности называются периодами, переменной — циклами*» (стр. 103, курсив наш.— Н. В., Е. Г.).

К сожалению, думающие так географы не замечают противоречия между допущением ими изменчивой длительности повторяющихся явлений (повторов)<sup>2</sup> и буквальным, или «ближайшим» (по терминологии А. А. Потемни), значением лежащего в основе термина древнегреческого слова *rhythmos* (-стройный, соразмерный). Конечно, далеко не всегда надо исходить из «внутренней формы» слова, но в данном случае мы имеем дело если не с совпадением, то с большой близостью «ближайшего» и «дальнейшего» значений слов, т. е. с ориентированным «семейством» терминов. Действительно, слова *ритм*, *ритмичность*, *ритмика* в большинстве наук, в технике и в лексиконе различных видов искусства используются именно для того, чтобы охарактеризовать равномерность повторения предметов, явлений, строгую регулярность и однотипность колебаний интенсивности тех или иных процессов и т. д.

Это обстоятельство не прошло мимо Ю. А. Жемчужникова. В упомянутой нами статье он процитировал несколько определений слова «ритм» из толковых словарей В. И. Даля, Д. Н. Ушакова, С. И. Ожегова и пришел к выводу, что во всех определениях внимание акцентируется именно на равномерности чередования явлений, повторения через одинаковые промежутки времени, «в крайнем случае, почти одинаковые» (Жемчужников, 1955, стр. 75).

Однако Ю. А. Жемчужников не был последовательным до конца — он признал возможным именовать ритмом, то что повторяется, единицу повторения, повтор, хотя во всех протрудированных им словарях такого толкования слова *ритм* не было. Досадно, что Ю. А. Жемчужникову остались неизвестными высказывания одного из авторов настоящей статьи в «Спутнике полевого геолога-нефтяника», вышедшем в свет на год раньше терминологической статьи Ю. А. Жемчужникова.

<sup>1</sup> Однако одни и те же периодические явления, например 30—35-летние климатические колебания, С. В. Калесник называет то циклами, то ритмами.

<sup>2</sup> Под повтором в данной работе понимается то, что повторяется, — повторяющаяся единица, тот или иной набор предметов или последовательность явлений. Каждый повтор — это цикл.

В I томе «Спутника...» сказано: «Ритмичность — равномерное или почти равномерное повторение какого-либо явления или предмета... Наличие ритмичности обязательно предполагает существование по меньшей мере двух чередующихся явлений, например ускорения и замедления, или регулярной смены одного предмета другим и т. д. Нередко два таких (или больше) связанных друг с другом явления или предмета называют ритмом, понимая, следовательно, под ним то, что повторяется. Так, довольно часто называют ритмами определенные сочетания слоев, повторяющиеся по разрезу. Такое толкование термина «ритм» приходится признать неудачным... Для обозначения... того, что повторяется, следует употреблять какой-либо другой термин. Обычно в этих целях используют слово цикл...»

Цикл — это совокупность явлений или предметов (а, b, c и т. д.), составляющих определенную последовательность. Циклы могут быть построены различно, например: a—b—c—d; a—b; a—b—c—b; a—b—c—d—c—b и т. д.

Понятие о ритмичном строении толщ обязательно включает представление о наличии циклов. Это понятие (о ритмичности.— Н. В., Е. Г.), однако, еще не вскрывает характера внутреннего строения циклов. Поэтому при изучении ритмичных отложений анализ циклов является совершенно обязательным. Одинаково важно знать — что повторяется и как повторяется» (Вассоевич, 1954, стр. 36—37).

В большом труде коллектива авторов (Жемчужников и др., 1959) определению понятия о цикле осадкообразования и цикличности строения угленосных толщ уделено особое внимание. К сожалению, в работе допущен ряд неточных формулировок, например в приводимой ниже цитате, из которой явствует, что авторы резко разграничивают ритмичность (ритмы) и цикличность (циклы): «Понятие о цикле осадкообразования было предметом многих дискуссий в геологической литературе. Циклом, в наиболее примитивном представлении, считается любое повторение пород в разрезе. Однако простое повторение пород еще не есть цикличность в современном (? — Н. В., Е. Г.) понимании этого термина. Так, сезонная ритмичность озерных и озерно-ледниковых отложений генетически не имеет ничего общего с цикличностью угленосных толщ и определяется другими факторами» (Жемчужников и др., 1959, стр. 81; курсив наш.— Н. В., Е. Г.).

На следующей странице рассматриваемого труда становится ясным, что его авторы подошли к проблеме цикличности весьма узко, с позиций геологов-угольщиков. «Циклом, — утверждают они, — называется полифацальный комплекс отложений, отражающих непрерывную смену регрессивных условий осадконакопления трансгрессивными... Под цикличностью мы понимаем многократное закономерное чередование в разрезе таких полифацальных комплексов отложений (циклов)» (там же, стр. 82). Иных циклов, относящихся к другим геологическим дисциплинам, они не касаются. В свете современных требований к терминам (они должны быть общенаучными, межотраслевыми, «сквозными», по возможности интернациональными) упущение цитируемых авторов приходится расценивать как весьма серьезное.

Другие исследователи «угленосные циклы» именуют «ритмами», а их повторение по разрезу — ритмичностью. Например, О. Д. Русанова опубликовала работу под названием «Типы ритмов в угленосных толщах» (1959). В учебнике «Основы геологии» (Панюков, Перфильева, 1968) можно прочесть: «Классическим примером ритмичности является строе-

ние многокилометровой угленосной толщи Донбасса». В «составе ритмов выделяется семь литологических разностей пород... В Донбассе известны ритмы более сложного строения, в частности пятнадцатичленные» (стр. 159).

О *ритмах* говорят многие геологи. Так, именно о ритмах, а не циклах применительно к литолого-стратиграфическим единицам, выделяющимся в разрезе толщ как своей внутренней связанностью, так и некоторой обособленностью («автономией»), предпочитают говорить, независимо от мощности таких единиц, известный геолог-угольщик профессор Ленинградского горного института Г. А. Иванов (1967) и его ученики (например, Беленко, 1968; Дубарь, 1971; и др.). То же можно сказать и о видном ученом В. И. Попове и его последователях. Примерами также являются работы Т. Р. Юсунова (1971) и С. Нуртаева (1972).

Все случаи повторения в разрезе слоев или их сочетаний относят к ритмам В. Т. Фролов (1964), И. А. Вылцан (1967).

Составители «Методических указаний по геологической съемке масштаба 1 : 50 000» (1969) также именуют «ритмами» закономерно повторяющиеся последовательности (независимо от их масштаба) слоев в разрезе толщ. Предпочитают говорить о ритмичности и «ритмах», в том числе и крупных (в частности, в угленосных отложениях), авторы «Курса общей геологии»: «...Периодическое повторение в вертикальном геологическом разрезе однотипных комплексов отложений, обладающих одинаковой последовательностью и сходным литологическим составом, называется ритмичностью (иногда — цикличностью). Каждый ритм состоит из более или менее постоянного для данной толщи числа литологически сходных слоев, сменяющих друг друга в неизменном порядке» (1960, стр. 539).

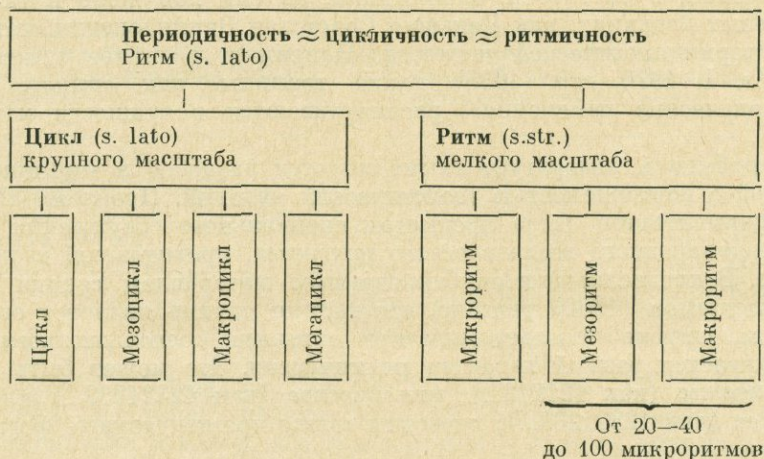
Именует «ритмами» крупные комплексы пород мощностью в несколько километров А. А. Наймарк (1968). Т. Н. Хераскова (1971) описывает две группы ритмов — сложенные осадочными породами (от псефитов до алевролитов) и «с участием пирокластического материала». В работе Ю. П. Смирнова, который различает в разрезе дагестанского верхнего мела «ритмы» двенадцати (sic!) порядков, счет их ведется с самого крупного. «Мел-палеогеновый ритм четвертого порядка (60—70 млн. лет) делится на пять ритмов пятого порядка (9—12 млн. лет)» (Смирнов, 1974, стр. 25). Циклами Ю. П. Смирнов называет только те «ритмы», которые обладают симметрией. Так, например, он пишет: «Ритмы шестого порядка (2,7—6,0 млн. лет.— Н. В., Е. Г.) чаще всего лишены элементов симметрии, т. е. ближе стоят к понятию «ритм», чем к понятию «цикл». Более мелкие ритмы тем более почти полностью лишены заметных элементов цикличности» (там же, стр. 26).

Авторы сборника «Галогенные формации Украины и связанные с ними полезные ископаемые» (1971) предпочитают справедливо не называть повторяющиеся закономерные сообщества пород «ритмами» и говорят обычно о *циклах*, а явление их повторения по разрезу правильно именуют *периодичностью*.

Проблеме цикличности отдал дань выдающийся геолог В. Е. Хаин. В его капитальном труде термины «периодичность», «ритмичность» и «цикличность» считаются в сущности синонимами и используются для характеристики более или менее правильной повторяемости *ритмов* или *циклов*. В то же время он называет «циклами проявления периодичности более крупного масштаба, ритмами — более мелкого. Вместе с тем

термин «ритм» может быть сохранен и как термин свободного пользования (без приставок)» (Хаин, 1954, стр. 145) <sup>1</sup>.

По материалам этой книги можно составить следующую схему подчиненности терминов:



755  
В более поздней своей работе В. Е. Хаин, продолжая «с одинаковым основанием говорить о цикличности или ритмичности осадконакопления (и соответственно тектогенеза) и понимать эти термины как синонимы», считает уже неоправданным «именовать циклами более крупные периоды, ритмами — более мелкие» (1964, стр. 144, разрядка наша. — Н. В., Е. Г.).

Таких же взглядов придерживается, например, Г. Ф. Лунгерсгаузен (1963), который считает, что цикличность в какой-то мере синоним периодичности, а ритм равен циклу. отождествляют оба эти понятия многие другие исследователи — Д. М. Раузер-Черноусова (1965), Ю. М. Малиновский и П. В. Флоренский (1963 г.), В. Л. Тихонов и Э. Н. Григоров (1971) и др. Как синонимы рассматриваются ритмичность и цикличность в «Справочнике по тектонической терминологии» (1970).

Выдающийся литолог Н. М. Страхов не придерживается определенной терминологии. В одних случаях он все повторы называет циклами, в других — ритмами. «Характерную черту строения галогенных толщ на вертикальных разрезах составляет наличие разнообразнейшей цикличности в сочетаниях пород, проявляющейся как в неоднородном построении крупных их пачек (макроциклы), так и в тонком и тончайшем переслаивании пород (микроциклы)» (Страхов, 1971, стр. 515). В то же время Н. М. Страхов говорит о крупных послеальгонских ритмах длительностью 20—35 млн. лет. Эти «ритмы» он считает «основными осадочными ритмами в истории Земли». Кроме них, «имеется ритмичность как более короткого по длительности, так и более крупного масштаба. Более дробная ритмичность демонстрируется сложением паралических и леноксных толщ и флишевых свит... По периодам времени, в течение ко-

<sup>1</sup> О приставках речь идет в связи с употреблением терминов «микроритм», «мезоритм», «макроритм».



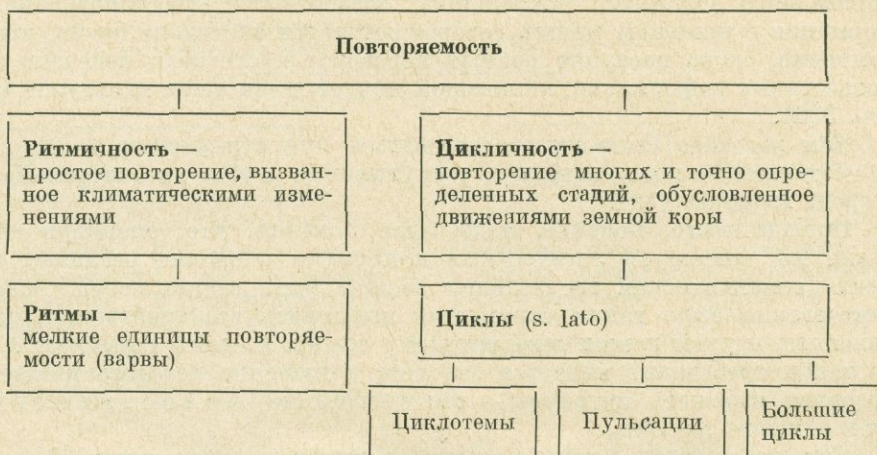
торых заканчиваются... ритмы, они весьма различны, обнимая в одних случаях сотни тысяч лет, в других — десятки, в третьих — тысячи и т. д., спускаясь до годичной сезонной ритмичности» (там же, стр. 515).

Несмотря на очевидную необходимость упорядочения терминологии и устранения, в частности, синонимии, до сих пор даже в таких ответственных изданиях, как Большая Советская Энциклопедия, нет достаточной терминологической четкости. Например, в статье «Активности цикл» (т. I, 1970, стр. 1038) такие термины, как «цикл», «ритм» и «периодические изменения», рассматриваются в сущности как синонимы.

В зарубежной литературе также имеется разнобой в терминологии, связанной с повторяемостью геологических явлений. Проблема «Ритмичность седиментации» была предметом специального обсуждения на сессии Международного геологического конгресса, проходившей в 1948 г. в Лондоне. В предисловии к опубликованным материалам секции Rhythm in Sedimentation (1950) указано, что термин «ритм» является основным термином, широко используемым при описании осадочных комплексов. Подчеркивается разный характер ритмичности. Это может быть *простое переслаивание* (как 121212...), *циклическое* (как 12321232...) или *пульсирующее* (как 12301230...); известны также промежуточные формы ритмичности.

Докладчики на секции конгресса по-разному трактовали интересующие нас термины (понятия). Так, Р. Мур (США) не считал *циклы* и *ритмы* синонимами. По всей видимости, он считал ритмы частным случаем *циклов* — ритмы характеризуются регулярностью во времени. А. Берсье (Швейцария) говорил о ритмичности седиментации (разрезов), но не избегал и термина «циклическость седиментации». Он, однако, единицы ритмической седиментации называл не *ритмами*, а *циклами*; вообще же предпочитал термин Уэллера (Weller, 1930) — *циклотема* (Bersier, 1959). Ван-дер-Хайде правильно, с нашей точки зрения, говорил о ритмичности седиментации и о *циклах*, больших и малых, повторение которых обуславливает ритмичность.

Из немецких геологов значительное внимание ритмичности и циклическости уделил в своих работах С. Бубнов. В 1947 г. он выступил как сторонник разграничения циклов и ритмов по масштабу явлений и генезису и следовательно по некоторым морфологическим чертам. Повторяющиеся сочетания тонких слоев, обусловленные колебаниями климата, он именуется *ритмами*, а более мощные комплексы, обусловленные тектоническими движениями, — *циклами* (Bubnoff, 1947). В другой работе С. Бубнов по-прежнему и на том же основании различает *ритмы* и *циклы*. На долю первых остались в сущности только озерно-ледниковые варвы в ленточных глинах, слоистость которых обусловлена климатом. «Циклическое же отложение осадочных пород обуславливается колебаниями земной коры» (Бубнов, 1969, стр. 78). Отсюда и гораздо больший масштаб циклов, чем ритмов. Циклы, по С. Бубнову, — это повторы, то, что он называет «*Einheit*». Он различал «несколько порядков циклов с продолжительностью времени от одной зоны до периода. Первые идентичны с *циклотемами* Мура, вторые — с *пульсациями* Грэбо» (там же, стр. 212—213). Важным в представлениях С. Бубнова является положение, что «...для циклов является характерным закономерное повторение многих и точно определенных стадий» (там же, стр. 200—201), или фаз. Представления С. Бубнова о циклическости и ритмичности можно выразить в виде следующей схемы:



В работе П. Даффа, А. Халлама и Э. Уолтона (1971), представляющей собой не совсем удачную попытку осветить проблему цикличности седиментации в целом, все три термина — «ритм», «цикл» и «циклотема» рассматриваются как синонимы (применительно к осадочным породам). Авторы все же предпочитают говорить о циклах и циклотемах.

Большое внимание чередованию слоев уделено во втором томе «Sediment-Petrologie» (Füchtbauer, Müller, 1970). Сославшись на Г. Р. Ван-лесса и Дж. М. Уэллера, К. Фиге и А. Берсье, Х. Фюхтбауэр разъясняет, что «сходные последовательности (секвенции) слоев... называются «ритмами» или «циклами», смотря по тому, участвует ли в переслаивании два или большее число типов пород» (там же, стр. 607). Для этого автора вопрос о разграничении ритмов и циклов кажется несущественным, так как «многие ритмы при более подробном изучении оказываются циклами» (там же). Он прошел мимо предложения Р. Мура (Rhythm in Sedimentation, 1950) не считать геологические циклы и ритмы синонимами, так как ритмы (по мнению Р. Мура) характеризуются временной регулярностью (или регулярностью колебательных движений).

Х. Фюхтбауэр разъясняет: если речь идет именно об осадках (породах), следует говорить о *ритмитах* (Rhythmit), или *циклотемах*.

Представлений, близких к тем, которые развивает С. Бубнов, придерживаются и некоторые советские геологи. К ним можно, например, отнести Л. Б. Рухина (1959 и др.), М. А. Цахновского (1970), изучавшего «циклы соленакпления» на Сибирской платформе, О. А. Эйнора, именующего «ритмами» лишь самые мелкие сочетания слоев. «Крупным циклам, — пишет он, — начиная с «мегациклов», подчиняются все более мелкие циклы, а затем — ритмы» (Эйно, 1971, стр. 303).

Из приведенных примеров, число которых можно было бы увеличить во много раз, явствует существование значительного разнобоя в толковании рассматриваемых терминов.

Такое положение уже давно вызывает тревогу. Терминологические недостатки затрудняют взаимопонимание между специалистами, учебно-педагогический процесс, вызывают излишние затраты труда при использовании научно-технической и учебной литературой, на практике ведут к целому ряду недоразумений и ошибок. К этому следует добавить также осложнения при переводе с одного языка на другой. Р. Джерард

справедливо указывал: «Хранение, обработка и восстановление информации с помощью машин совершенствуется настолько бурно, что, несомненно, скоро наступит полный переворот в способах передачи и использования информации, на которой зиждется вся наша культура» (1966, стр. 336).

Чем же надо было руководствоваться при стремлении найти выход из создавшегося положения, при распутывании клубка противоречий, своего рода гордиева узла?

Прежде всего, конечно, надо было помнить, что, оперируя терминами, мы оперируем логическими понятиями о вполне реальных явлениях (семантический треугольник должен быть всегда перед глазами). Естественно было также стремиться выполнять все требования, предъявленные наукой наших дней к своему языку, к своим терминам<sup>1</sup>. Одно из таких требований является законом, нарушение которого никогда не позволит избежать путаницы,— это требование *моносемантичности* каждого термина.

Как же выбрать одно значение термина из нескольких? Мы стремились ориентироваться на то значение, которое является основным и первичным (и с этимологической и с историко-терминологической точек зрения), наиболее близким к буквальному («ближайшему») смыслу слова-термина, обеспечивающему возможно лучшую его ориентированность. Наконец, мы думали о системе терминов, о важности разграничения репрезентируемых ими понятий, о ликвидации взаимных перекрытий синонимами.

Обсуждаемые нами термины неразрывно связаны с понятиями о *повторяемости* (*s. lato*) явлений.

**Повторяемость** — самый общий и широкий термин (свободного толкования), охватывающий все явления повторения чего-либо во времени и (или) в пространстве. Их можно классифицировать по регулярности повторов (фиг. 2).

**Повтор** — единица повторения, то, что повторяется. В осадконакоплении такой единицей является *цикл* (*s. lato*), вещественным выражением которого является *циклотема*. Классификация *циклов* представлена на фиг. 3.

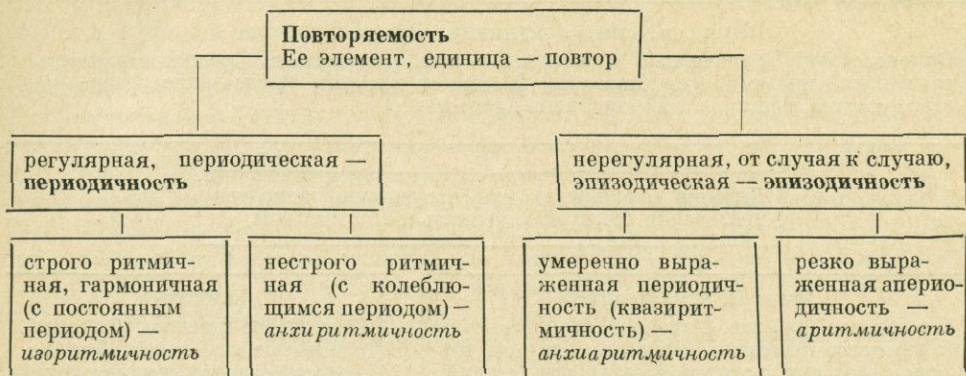
Недопустимо именовать повторы «ритмами», как это часто делается многими. Меньшее число исследователей избегают этой ошибки и называют повторы *циклами* — независимо от масштаба явления (Крашенинников, 1971, стр. 254, и др.).

Следует подчеркнуть, что каждый повтор представляет собой цикл, но не каждый цикл обязан повторяться, т. е. быть повтором.

**Периодичность** — более или менее регулярная повторяемость какого-нибудь явления через равные или не слишком сильно варьирующие единицы времени (условный предел колебания — не более чем 2 раза)<sup>2</sup>. Не следует считать *периодичность* в какой-либо мере синонимом *циклическости* (что допускалось Архангельским, 1937; Жемчужниковым, 1955; Лунгерсаузенем, 1963; и др.) Однако ее можно считать в какой-то мере синонимом *ритмичности*. В свое время Н. С. Шатский, Ю. А. Косыгин и др. (1951, стр. 161—162) отождествляли периодичность и ритмичность.

<sup>1</sup> Об этих требованиях см. также статьи М. Г. Бергера (1968) и Н. Б. Вассоевича (1971а).

<sup>2</sup> Как считал С. Бубнов, «повторяемость явлений еще не есть периодичность» (1960, стр. 199).



Фиг. 2. Классификация явлений повторяемости

Оба эти понятия действительно достаточно близки. Ритмичность можно считать наиболее регулярным видом периодичности.

**Период.** Это слово имеет в науке несколько значений. Физикам принадлежит строгое и ясное определение *периода* как интервала времени, в течение которого происходит одно полное колебание или один цикл гармонического процесса. В обиходной лексике (в различных языках) существует также более широкое понимание «периода» — вообще как интервала времени между любыми событиями, а также как определенного этапа в развитии процесса. В геологии со словом «период» связано свое особое понятие — о крупных интервалах геологической шкалы, на которые подразделяются геологические эры, об определенных отрезках геологического времени длительностью примерно  $n \times 10^7$  лет. Это кембрийский, девонский, пермский, меловой и другие периоды. Мы предлагаем для понятия о таких подразделениях геологического календаря термин *геопериод*. Вообще использование кратких приставок во многих случаях оказывается выходом из затруднительного, подчас нетерпимого, положения — многозначности термина.

**Цикл** — единичный последовательный ряд чем-либо связанных между собой явлений.

В цикле выделяют фазы, стадии, этапы. Например, в геоморфологическом цикле обычно отмечают последовательную смену стадий юности, зрелости и дряхлости рельефа, завершающуюся образованием пенеплена.

В. А. Обручев говорил, что деятельность вулкана можно назвать циклом, в котором различимы фазы, или, лучше, стадии: пробуждения, выброса рыхлых продуктов, излияния лавы и замирания (заимствуем из «Словаря современного русского литературного языка», 1965, стр. 684). Цикл геотектонический, или, по Кобояси (Япония), цикл орогенеза разделяется на *проорогенез* (стадия доорогенического, доскладчатого эпейрогенеза), *эворогенез* (или собственно орогенез), означающий складкообразование, а не горообразование, и *метаорогенез* (послескладчатый эпейрогенез).

Понятие о циклах является весьма широким, и нет оснований ограничивать его особыми условиями. Однако некоторые специалисты в той или иной области геологии стремятся сузить это понятие, приписав циклам специфические черты. Выше это уже отмечалось в отношении геологов-угольщиков (Жемчужников и др., 1959). К сожалению, эта тенденция ни только не получила осуждения в некоторых общелитоло-

**Цикл (s. lato) = эврицикл. Родовое понятие**

Определенный законченный (целостный) ряд (автономная последовательность) связанных друг с другом явлений, каждое из которых представляет фазу (или этап, стадию, элемент) закономерного процесса

Деление по наличию или отсутствию элементов повторения (возврата), зеркальной симметрии

**Цикл (s. str) = апоцикл**

Подродовое понятие. С элементами повторения (в процессе развития цикла) в обратном порядке всех или части пройденных фаз (стадий, элементов)

**Гемцикл**

Подродовое понятие. Однонаправленные изменения, без элементов возврата (внутри гемцикла)

Деление по большей или меньшей симметричности

Деление по числу фаз (этапов, элементов, стадий)

**Эвцикл**

Видовое понятие. Полное повторение («повторение»). Большая (или близкая к ней) зеркальная симметрия в смене фаз (стадий и т. п.)

**Схедоцикл**

Видовое понятие. Частичное повторение («повторение») фаз (этапов и т. д.)

Двухфазный (двух-элементный).

Видовое понятие  
12

Трехфазные (трех-элементные) и более.

Видовые понятия  
123  
или 1234  
и т. д.

Значительное подобие в характере прямой и обратной последовательности

Умеренное подобие  
123—3'2'1'

1-го рода: 12343

2-го рода: 1232  
или 1234—3'2'

Фиг. 3. Классификация естественноисторических циклов по их развитию (по внутренней структуре — в основном применительно к литогенезу). Для наименования вещественного выражения (результата) того или иного седиментационного цикла (как явления) — закономерной совокупности отложений — добавляется слово *тема*, например *циклотема*, *эвциклотема*, *гемциклотема* и т. д.

Имеются в виду элементарные (простейшие) циклы, или циклы 1-го порядка, по не их сочетания, т. е. не циклы 2-го, 3-го и более высоких порядков. 123 и т. д. — фазы (этапы, звенья, стадии, элементы) явления; 1' 2' 3' и т. д. — фазы (этапы и т. д.), аналогичные соответственно фазам (этапам и т. д.) 123 и т. д.

гических руководствах, но, наоборот, была рекомендована для литологов. Например, в I томе книги «Методы изучения осадочных пород» (1957, стр. 145) можно прочесть: «Иногда за цикл принимается любое повторение пород в разрезе. Такое примитивное (?! — Н. В., Е. Г.) представление о цикле совершенно неверно». И дальше Л. Н. Ботвинкина «разъясняет», что «повторяемость пород в разрезе, изменение гранулометрического состава пород могут зависеть от ряда причин, часто местных или не имеющих фашиально-генетического значения» (sic! — Н. В.,

Е. Г.). Из сказанного и дальнейшего следует, что авторы придерживаются взглядов Ю. А. Жемчужникова.

Подобное представление о циклах можно найти, в частности, во многих работах Н. М. Страхова. В своей монографии «Развитие литогенетических идей в России и СССР» (1971) Н. М. Страхов пишет, например, следующее: «Наряду с макроциклами в сложении галогенных толщ присутствуют также микроциклы, обязанные своим генезисом годичным гидрохимическим циклам, аналогичным тем, какие свойственны современному осолоняющимся водоемам. В базальной доломитовой толще они выражаются в виде тончайшей микрослоистости от чередования доломитовых и глинистых слоев, иногда обогащенных органическим веществом» (стр. 517; разрядка наша.— Н. В., Е. Г.)

Одним словом, масштаб явления не может служить помехой к использованию термина «цикл».

Ю. А. Жемчужников, В. С. Яблоков и другие отметили, что «цикл характеризуется двумя основными признаками: 1) закономерной генетической связью между слагающими его отложениями разных фаций, т. е. закономерностью чередования внутри цикла, и 2) повторяемостью комплексов — циклов в разрезе, что указывает на периодические изменения условий осадконакопления» (1959, стр. 82; разрядка наша.— Н. В., Е. Г.)<sup>1</sup>. С первой чертой цикла в этом определении можно согласиться, если только понимать цикл более широко и не выходить далеко за рамки угольных циклов. Вторую черту надо отвергнуть — авторы сами правильно сослались на явление периодичности.

Повторяемость циклов в разрезе — это не цикличность, а *периодичность* или, в случае особо равномерного повторения, — *ритмичность* (см. ниже).

Единичность данного цикла, его неповторимость, вовсе не лишает нас права именовать его именно циклом. В этом отношении нельзя согласиться с Г. П. Леоновым, когда он отказывает крупнейшим циклам в истории Земли в праве именоваться *циклами*. Г. П. Леонов пишет: «С нашей точки зрения, это не циклы, а ясно выраженные крупные неповторимые этапы в общем направленном ходе геологического развития Земли» (1962, стр. 11).

В отношении понимания смены фаз (последовательности этапов, звеньев) также существуют различные мнения. Отдельные геологи и географы, следуя, по-видимому, за физиками, для которых цикл — это круговой процесс (ряд изменений системы, в конечном счете возвращающейся к исходному состоянию), ограничивают понимание цикла требованием обязательного возврата к начальному состоянию, кругового движения, наличия элементов зеркальной симметрии и т. д.

Недавно решительно за буквальное и близкое к нему понимание «цикла» выступил Ю. И. Возовик. Для него «понятие о цикле как раз заключает в себе в качестве основного принципа идею кругового развития» (1970, стр. 5; разрядка наша.— Н. В., Е. Г.) Примерно так же мыслит и Ю. П. Смирнов (1971).

<sup>1</sup> Употребив в данном случае слово «периодическое», авторы сами нарушили свой завет — термины «цикл», «ритм», «период» имеют много общего, но не являются синонимами, и надо следить за правильностью их употребления (Жемчужников и др., 1959, стр. 87). Между прочим лучше было бы сказать, что *цикл*, *ритм* и *период* не столько имеют много общего, сколько связаны друг с другом.

Существует и диаметрально противоположная точка зрения, также имеющая свой *raison d'être*.

Большинство геологов уже давно не считают обязательным для всех типов циклов возврат к начальному состоянию, их симметричности, и не требуют круговой замкнутости системы.

А. Н. Мазарович считал необходимым разъяснить, что *цикл* не обязательно отвечает понятию «круговой», но обязательно подразумевает законченность. Он писал: «Понятие о цикле... не включает в себе идеи кругового развития» (Мазарович, 1940, стр. 11). Особенно же подчеркивал это Ю. А. Жемчужников (1955), справедливо критиковавший статью Н. С. Боганика (1939).

Совсем недавно Г. Б. Наумов также справедливо подчеркнул, что слово *цикл* «вовсе не обязательно означает движение по замкнутому кругу. Оно отражает только некоторую законченность определенного круга явлений в течение известного промежутка времени... и, что особенно важно, глубокую взаимосвязь всех слагающих данный цикл отдельных частей» (1971, стр. 110). В этой цитате мы выпустили слова «стремление к неодинократному повторению...». Это стремление нередко действительно имеет место, поэтому мы считаем, что Г. Б. Наумов очень удачно выразил свою мысль. Однако требование повторения циклов выходит за рамки обязательного минимума свойств *цикла* и является избыточным. Повторяемость относится уже к другой категории понятий и не должна именоваться цикличностью.

В литературном языке со словом *цикл* также далеко не всегда связывают идею о круговом движении, о возвращении к исходному положению и т. д. Часто *циклом* называют ряд внутренне связанных между собой явлений, круг<sup>1</sup> чего-либо объединенного по какому-нибудь признаку.

Можно по-разному реагировать на существующее положение — различное толкование внутренней структуры, последовательности и характера фаз (этапов) в том, что именуется *циклом*. Можно остановиться на каком-либо одном узком понимании *цикла* (это, как мы видели, многими и делается), лишив в целях обеспечения моносемантической термина остальные варианты (аспекты) права именоваться «циклами». Мы предпочитаем не идти по этому пути — «или — или», а руководствоваться правилом «и — и». Мы решили, во-первых, признать понятие о цикле (*s. lato*) родовым, а во-вторых, дифференцировать его сначала на два подрода: 1) собственно циклы (циклы *s. str.*) и 2) гемциклы, а затем выделить виды (см. фиг. 3).

Первый подрод более оправдывает прямое (буквальное) значение слова (древнегреческое  $\chi\upsilon\lambda\omicron\varsigma$  — круг). Представителей этого подрода можно именовать *апоциклами*, используя в качестве приставки одну из вечно живых морфем мертвого древнегреческого языка — *αλο*, вносящую значение *завершенности* и (или) *обратности* или *возвращения*. В соответствии со степенью этой завершенности, с более или менее выраженным повторением в обратном порядке пройденного (с зеркальной симметрией), можно различать *эциклы* (полносимметричные циклы) и *схедоциклы* (неполносимметричные циклы). Приставка  $\epsilon\upsilon$  имеет значение *вполне*, *полностью*, а префикс *σχεδον* — *почти*.

<sup>1</sup> Круг — слово, имеющее много значений. Некоторые из них совпадают с соответствующими значениями слова «цикл».

Представители второго подрода, т. е. циклы, лишённые элементов возврата к уже пройденным этапам, или, иными словами, не содержащие черт зеркальной симметрии, можно рассматривать как незавершенные циклы, как полуциклы. Поэтому мы и предлагаем называть их *гемициклами*.

**Цикличность** — свойство цикличного, существование цикла (*sensu lato*). Это первое и основное значение данного слова, вытекающее из приведенного выше определения понятия о цикле. Если мы признаем справедливость и разумность требования однозначности термина (а в наши дни нельзя не признать такое требование совершенно правильным), то это значение *цикличности* надо считать и единственным.

Одним из источников терминологической нечеткости, связанной со словом «*циклический*», является стремление настаивать на обязательности наличия в каждом цикле элементов кругового движения, возврата к исходному состоянию, зеркальной симметрии. Л. В. Пустовалов, например, был убежден, что под цикличностью вообще понимается «развитие явлений по замкнутому кругу и возвращение их к исходному состоянию...» (1940, стр. 361). Он скептически относился к реальности таких явлений в процессе седиментации. В отличие от Л. В. Пустовалова мы признаем широкое развитие такого рода явлений в природе, но с оговоркой — о возвращении *почти* к исходному состоянию (иногда практически неуловимо отличному от исходного).

Полагаем, что в данном случае уместно вспомнить слова В. И. Ленина: «Но и астрономическое и механическое (на земле) движение и жизнь растений и животных и человека — все это вбивало человечеству в голыны не только идею движения, но именно движения с возвратами к исходным пунктам, т. е. диалектического движения» (Ленин. Полн. собр. соч., т. 29, стр. 308).

Возвращение к исходному состоянию может совершаться путем повторения пройденных фаз (этапов, звеньев) в обратном порядке, и тогда, в соответствии с нашей схемой на фиг. 3, можно говорить об *апоцикличности*, о симметричной цикличности. В случае необходимости можно дифференцировать ее на эвцикличность, или полносимметричную цикличность, и схедоцикличность, т. е., говоря о цикличности, прибегать к помощи тех же древнегреческих морфем, которые были использованы при классификации *циклов*.

Возвращение к исходному (почти исходному) состоянию, не являющееся, вообще говоря, обязательным, хотя весьма часто имеющее место, может произойти без повторения пройденных фаз, и тогда в цикле (циклоте) не будет элементов симметрии. Такого рода цикличность можно именовать, исходя из классификации на фиг. 3, *гемицикличностью* (асимметричной цикличностью).

Второй, главной причиной путаницы в «циклично-ритмично-периодической» (ЦРП) терминологии (терминклатуре) является, однако, приписывание многими авторами явлению цикличности еще одной черты, одной особенности (вовсе не вытекающей ни из буквального смысла слова «цикл», ни из его строгого научного понимания), а именно — *повторяемости* циклов. Из-за этого термин «цикличность» у таких авторов стал перекрывать два других термина ЦРП терминоклатуры — периодичность и ритмичность. Отсюда и происходили все беды и оказывались совершенно условными попытки разграничения возникавших синонимов (полных и неполных).

Мы являемся, по-видимому, пионерами только в отношении предложения (которое только сейчас нами и формулируется) узаконить *однозначность* термина «цикличность» в указанном выше смысле и ликвидировать второе, вторичное значение этого слова (цикличность-повторяемость-периодичность). Ряд авторов правильно используют для обозначения этой повторяемости соответствующие термины — *повторяемость*, *периодичность*, *ритмичность* (в зависимости от регулярности повторения). Приведем примеры. А. Н. Мазарович, правильно понимавший циклы, не называл их повторение во времени цикличностью, а говорил о ритмичности. Так, он писал: «Ряд подобных циклов, наложенных друг на друга, дает представление о ритмичности развития, имеющем, однако, определенную направленность и составляющем слагаемое более крупного ряда циклов» (Мазарович, 1940, стр. 12).

Такой же в сущности точки зрения придерживался Л. В. Пустовалов, избегавший вообще терминов, в основе которых лежит слово «цикл» (см. выше), и говоривший о *периодичности* явлений (1940, стр. 361).

Ряд авторов предпочитают говорить о *периодичности* изменения отложений (Риттенберг, 1971), о *периодичности* осадконакопления (Сорокин, 1971).

Метеорологи обычно пишут о *повторяемости* циклов. Так, У. Р. Корлисс (1970) говорит о пульсе Солнца, о *периодичности* солнечных пятен, об 11-летней *периодичности*, но не говорит о «цикличности».

Все эти авторы избегают путаницы из-за двусмысленности термина «цикличность». Ее, к сожалению, не избежали и некоторые нефтяники, увлеченные идеей «цикличности нефтеобразования».

Термины *цикл*, *цикличность* и *повторяемость* используются в философии, в диалектическом материализме, особенно часто, конечно, при изложении и обсуждении закона отрицания отрицания. Общеизвестно, что развитие в природе идет по спирали. Спираль олицетворяет единство повторяемости и поступательности. В самом последнем издании книги «Диалектический материализм» (1972) в 7-й главе, написанной К. В. Морозом, говорится о том, что «в вечном потоке превращений материи имеет место *цикличность и повторяемость*» (стр. 173, курсив и выделение союза «и» сделано нами.— Н. В., Е. Г.) и о «повторяющихся циклах».

Таким образом, совершенно правильно цикличность и повторяемость не считаются синонимами<sup>1</sup>.

**Ритм** — от древнегреческого *ρυθμος*, означающего мерность (чередования), такт, стройность (повторения). Ритмичный (ритмический) — это равномерный. Основное значение *ритма* как термина неотделимо от представления о периодичности, о большей или меньшей равномерности чередования тех или иных элементов (в частности, слоев, плачек пород и т. д.).

Именно в этом смысле, в смысле закономерной равномерности работы, любых процессов слово *ритм* широко используется всюду. О его популярности свидетельствует то обстоятельство, что оно встречается буквально в каждом номере газеты и при этом нередко в заголовках.

В свое время один из нас разделил ошибку своих предшественников и именовал флишевые многослой, элементарные циклы первого порядка,

<sup>1</sup> В последнем абзаце главы (стр. 175) автор, к сожалению, допустил ошибку, написав: «повторяемость (цикличность)».

ритмами (Вассоевич, 1948; Vassoevich, 1950). На неправильность такого толкования слова «ритм» одним из первых обратил внимание А. Н. Гейслер. В 1954 г. Н. Б. Вассоевич уже исправил свою ошибку. Однако загнать джина обратно в бутылку пока не удается — очень многие говорят о флишевых ритмах.

Этого делать больше нельзя, как вообще нельзя называть ритмами те или иные повторы, т. е. повторяющиеся единицы (явлений, предметов), для повторов имеется свой термин — *цикл*. А *ритм* нужен для характеристики степени равномерности повторения циклов.

**Ритмичность** — свойство ритмичного, т. е. более или менее равномерная повторяемость каких-либо элементов. Большая близость понятий о *ритмичности* и *периодичности* подтверждается на каждом шагу. Ограничимся двумя примерами.

В 1951 г. крупнейшие геологи Академии наук СССР — Н. С. Шатский, Ю. А. Косыгин, А. В. Пейве, Ю. М. Пушаровский, Н. П. Херасков, Н. А. Штрейс и А. Л. Яншин — в статье, посвященной вопросу о периодичности осадконакопления, считали периодичность и ритмичность синонимами.

Двадцать лет спустя выходит в свет второе издание «Словаря по гидрогеологии и инженерной геологии» (1971), в котором можно прочесть: «**Ритмические источники** — то же, что периодические источники, т. е. действующие через определенные промежутки времени» (стр. 177).

Классификацию ритмичности следует рассматривать вкупе с классификацией более общего, более широкого круга явлений — *повторяемости* вообще (см. фиг. 2).

Ритмичность предопределяет существование циклов. *Циклы* в таких случаях это то, что повторяется (повторы), ритм — как повторяется.

---

Как уже подчеркивалось, вопрос о правильном употреблении терминов «цикл — цикличность», «период — периодичность», «ритм — ритмичность» вновь поднят нами в связи с появлением в последнее время публикаций, касающихся проблемы цикличности нефтеобразования» (Зайдельсон, 1969; Ботнева, Левшунова, 1970; Ботнева, 1971; Максимов и др., 1972; и др.). К сожалению, эти авторы связывают с термином *цикличность* разные понятия, о которых уже шла речь выше. С одной стороны, это этапность процесса нефтеобразования, цикличность в первом, правильном ее понимании, а с другой — периодичность, повторяемость, т. е. цикличность во втором, незаконном (с терминологической и логической точек зрения) ее толковании. То же самое понимание мы встречаем в работе Т. А. Ботневой (1971). Мало того, и слово «цикл» приобретает в связи с этим новую окраску. Вот что сказано в той же работе: «Так же как и в учении об осадках, термин «цикл» лишь подчеркивает повторяемость некоторых процессов или явлений в самом общем виде, в данном случае многократность процессов нефтегазообразования» (стр. 7).

Т. А. Ботнева полагает, вслед за Н. А. Еременко, С. П. Максимовым и Б. А. Тхостовым (1949), что каждому циклу нефтеобразования свойствен свой геохимический тип нефти, зависящий в основном от особенностей органического вещества соответствующих материнских пород (sic!). В итоге геохимическая классификация нефти, по Т. А. Ботневой, — это их классификация по возрасту (как будто бы в отложениях

почти любого возраста нельзя обнаружить нефти различного геохимического типа!). Конечно, все эти «выводы», противоречащие данным об эволюции органического мира, биогеохимии и т. д., ошибочны в своей основе.

Представления о цикле нефтеобразования в настоящее время достаточно разработаны и обоснованы. Под *циклом* (*s. str.*) *нефтеобразования*, или нафтидогенеза, следует понимать закономерную последовательность этапов, стадий, фаз процессов, приводящих к образованию скоплений и в конце концов нередко к разрушению их. Еще И. М. Губкин, неоднократно подчеркивавший непрерывность процесса нефтеобразования, выделял в этом процессе ряд этапов (Вассоевич, 1971б). После И. М. Губкина эта идея стадийности разрабатывалась и углублялась (Вассоевич, 1954; Вассоевич, 1967, 1971б; и др.).

Если бы Н. А. Еременко, С. П. Максимов, Т. А. Ботнева и другие ограничивали содержание термина «цикличность» представлением об этапности процесса нефтеобразования, то не было бы никаких недоразумений. Понимая же под «цикличностью нефтеобразования» также и повторяемость этого процесса во времени, они, вслед за Л. В. Пустоваловым (1940) и В. В. Вебером (1947), считавшими, что нефтеобразование синхронно (или почти синхронно) осадконакоплению, допускают ошибку. Выделяемым ими «циклом нефтегазообразования» они дают название соответствующего цикла осадконакопления (например, палеозойский, юрский и т. д.).

Установлено, что не только и даже не столько существование нефтематеринских толщ, обладающих особенно высоким нефтематеринским потенциалом, определяет образование в них нефти, сколько прогрев подобных толщ в зоне среднего катагенеза, где благодаря соответствующему суммарному тепловому импульсу осуществляется главная фаза нефтеобразования (ГФН). Периодичность осадконакопления («цикличность» во втором, неправильном понимании термина) — это одно, а периодичность («цикличность») наступления ГФН — совсем другое. И их нельзя путать. ГФН скользит во времени и в пространстве<sup>1</sup>. Она начинается в наиболее прогнутой части осадочного (осадочно-породного) бассейна и затем центробежно мигрирует к его периферии. Известны случаи, когда слишком опущенные в прогнутой части бассейна отложения оказывались полностью истощенными не только в отношении нефти, но и постумного метана, обычно примечательного своим изотопически тяжелым углеродом.

Если нельзя ставить знак равенства между осадкообразованием и нефтегазообразованием и говорить об их синхронности, то недопустимо только на основании изучения периодичности накопления нефтематеринских толщ судить о повторяемости указанного процесса. Ту или иную повторяемость залежей нефти и (или) газа по разрезу осадочных толщ нельзя объяснять периодичностью нефтеобразования. В то же время «периодичность» распределения скопления действительно может быть обусловлена периодичностью осадконакопления, так как последняя отражается на распределении по разрезу хороших материнских пород, коллекторов и покрышек (Успенская, 1968).

Каждый, кто признает требование моносемантической терминов спра-

<sup>1</sup> Главная фаза нефтеобразования (ГФН) протекает и развивается в главной зоне нефтеобразования. Оба эти понятия взаимосвязаны, и когда мы говорим о миграции ГФН, то имеем в виду, конечно, и соответствующую зону.

ведливым и весьма полезным, преследующим цель положить предел различного рода помехам в развитии науки и техники, «перекрестному опылению» разных их отраслей, кто признает, что лимитирование каждого термина одним и только одним понятием совершенно неизбежно, тот, как мы смеем надеяться, не может не оправдать нашу попытку упорядочить терминологию, связанную с цикличностью (этапностью) и периодичностью (ритмичностью) природных явлений.

## Литература

- Архангельский А. Д., Шатский Н. С., Меннер В. В., Павловский Е. В., Херасков Н. П. и др. Краткий очерк геологической структуры и геологической истории СССР. М.—Л., Изд-во АН СССР, 1937.
- Беленько Н. Г. Корреляция верхнепермских угленосных отложений Кузнецкого бассейна литологическими методами. Автореф. канд. дисс. Л., 1968.
- Бергер М. Г. Какими должны быть геологические термины?—Изв. АН СССР, серия геол., 1968, № 9.
- Боганик Н. С. О «теории» циклов в современной геологии.—Сов. геол., 1939, № 7.
- Богинева Т. А. Цикличность процессов нефтегазообразования. Автореф. докт. дисс. М., 1971.
- Богинева Т. А., Еременко Н. А., Максимов С. П., Панкина Р. Г. Вариации стабильных изотопов углерода, водорода и серы нефтей в связи с цикличностью процессов нефтегазообразования.—Геол. нефти и газа, 1971, № 4.
- Богинева Т. А., Левшунова С. П. Особенности состава ОВ мезозойских отложений Терско-Каспийского прогиба в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности.—Труды ВНИГНИ, 1970, вып. 100.
- Бубнов С. Н. Основные проблемы геологии. Изд-во МГУ, 1960.
- Будагов Р. А. Очерки по языкознанию. М., Изд-во АН СССР, 1953.
- Вассоевич Н. Б. Флиш и методика его изучения. Л., Гостехиздат, 1948.
- Вассоевич Н. Б. Опыт классификации прямоугольных графиков для расчленения и сопоставления разрезов осадочных образований.—Геол. сб. ВНИГРИ. Л., Гостехиздат, 1950.
- Вассоевич Н. Б. Полевая геология.—В кн. «Спутник полевого геолога-нефтяника», т. 1. Л., Гостехиздат, 1954.
- Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти.—Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.
- Вассоевич Н. Б. О некоторых терминах, связанных с изучением органического вещества осадков и осадочных пород.—В сб. «Органическое вещество современных и ископаемых осадков». М., «Наука», 1971а.
- Вассоевич Н. Б. Представления И. М. Губкина о стадийности нефтеобразования.—Изв. АН СССР, серия геол., 1971б, № 12.
- Вебер В. В. Нефтеносные фации и их роль в образовании нефтяных месторождений. Л.—М., Гостехиздат, 1947.
- Возовик Ю. И. О повторяемости событий в процессе развития ландшафтов во времени.—Вопр. геогр., 1970, сб. 79.
- Вылцан И. А. К вопросу о соотношении ритмов различных порядков и их стратиграфических эквивалентов в осадочных формациях.—Геол. и геофиз., 1967, № 11.
- Вышемирский В. С. О природе цикличности угленосных толщ (на примере Донецкого бассейна).—Изв. высш. учебн. завед. Геол. и развед., 1965, № 4.
- Галогенные формации Украины и связанные с ними полезные ископаемые. Киев, «Наукова думка», 1971.
- Дафф П., Халлам А., Уолтон Э. Цикличность осадконакопления. М., «Мир», 1971.
- Деннис Дж. Международный словарь английских тектонических терминов. Под ред. А. А. Богданова. М., «Мир», 1971.
- Джерард Р. Общие итоги.—В сб. «Концепция информации и биологические системы». М., «Мир», 1966.
- Диалектический материализм. Изд. 2. М., «Мысль», 1972.
- Дубарь Г. П. Ритмичность нижнеалданской угленосной формации и связь ее с угленосностью.—Зап. Ленингр. горн. ин-та, 1971, т. LX, вып. 2.
- Еременко Н. А., Максимов С. П., Тхостов Б. А. О циклах битумообразования на северо-восточном Кавказе.—Нефт. хоз-во, 1949, № 12.
- Жемчужников Ю. А. Периодичность осадконакопления и понятия ритмичности и цикличности.—Бюлл. МОИП, отд. геол., 1955, № 3.

- Жемчужников Ю. А., Яблоков В. С., Боголюбова Л. И., Ботвинкина Л. Н., Феофилова А. П., Ритенберг М. И., Тимофеев П. П., Тимофеева З. В. Строение и условия накопления основных угленосных свит и угольных пластов среднего карбона Донецкого бассейна.— Труды ГИН АН СССР, 1959, вып. 15.
- Заварицкий А. И. Заметки о геологической терминологии.— Изв. АН СССР, серия геол., 1947, № 12.
- Зайдельсон М. И. Водонапорная система палеозойских отложений юго-востока Русской платформы в связи с формированием, поисками и разработкой месторождений нефти и газа. Автореф. докт. дисс. Л., 1969.
- Иванов Г. А. Угленосные формации. Л., Изд-во АН СССР, 1967.
- Калесник С. В. Общие географические закономерности Земли.— В кн. «Наука и человечество (междунар. ежегодник)». М., «Знание», 1970.
- Карцев А. А., Вассоевич Н. Б., Геодекан А. А., Неручев С. Г., Соколов В. А. Основная стадия нефтеобразования.— В сб. «Последние достижения в понимании происхождения, миграции и аккумуляции нефти и газа и соответствующие методы оценки перспектив нефтегазоносности». VIII Мировой нефт. конгр. ДС-1. М., 1971.
- Корлисс У. Р. Пятна на Солнце и солнечные циклы.— Наука и жизнь, 1970, № 9.
- Крашенинников Г. Ф. Учение о фациях. М., «Высшая школа», 1971.
- Курс общей геологии. Учебник для геологических вузов и факультетов. М., Гостеолтехиздат, 1960.
- Леонов Г. П. Проблема цикличности в истории Земли.— Вестн. МГУ, геол., 1962, № 4.
- Логинов В. Ф., Куликова Н. П. Цикличность гидрометеорологических характеристик.— Изв. АН СССР, серия геогр., 1971, № 4.
- Лотте Д. С. Образование системы научно-технических терминов. I. Элементы термина.— Изв. АН СССР, ОТН, 1948, № 5.
- Лунгерсгаузен Г. Ф. О периодичности геологических явлений и изменении климатов прошлых геологических эпох.— В сб. «Проблемы планетарной геологии». М., Гостеолтехиздат, 1963.
- Мазарович А. Н. О ритме в истории Земли.— Бюлл. МОИП, 1940, № 5—6.
- Макимов С. П., Еременко Н. А., Богнева Т. А., Панкина Р. Г. О цикличности процессов нефтегазообразования. Междунар. геол. конгр. XXIV сессия. Докл. сов. геол. Проблема 5. М., «Наука», 1972.
- Методические указания по геологической съемке масштаба 1 : 50 000, вып. 1. Геологическая съемка в районах развития осадочных пород. Л., «Недра», 1969.
- Методы изучения осадочных пород, т. I. М., Гостеолтехиздат, 1957.
- Наймарк А. А. Крупные ритмы в кайнозойском осадконакоплении на северо-востоке СССР.— Изв. высш. учебн. завед. Геол. и развед., 1968, № 9.
- Наумов Г. Б. Проблема теории рудообразования и идея цикличности геохимических процессов.— В сб. «Пути познания Земли». М., «Наука», 1971.
- Нуртаев С. Ритмостратиграфия и история динамической палеогеографии меловых отложений северо-восточной части юго-западных отрогов Гиссара. Автореф. канд. дисс. Ташкент, 1972.
- Панюков П. И., Перфильева З. Г. Основы геологии. М., «Недра», 1968.
- Пустовалов Л. В. Петрография осадочных пород, ч. II. М.— Л., Гостоптехиздат, 1940.
- Раузер-Черноусова Д. М. Этапность и периодичность в историческом развитии фузулинид.— Докл. АН СССР, 1965, 160, № 4.
- Риттенберг М. И. Периодичность изменения угленосных отложений на площади и ее значение для корреляции разрезов (на примере Донбасса).— Докл. АН СССР, 1971, 197, № 3.
- Ритмичность природных явлений (тезисы). Чтения памяти акад. Л. С. Берга 16—18 марта 1971 г. Под ред. А. В. Шнитникова. Л., Гидрометеоиздат, 1971.
- Русанова О. Д. Типы ритмов в угленосных толщах.— Труды Среднеаз. политех. ин-та, 1959, вып. 6.
- Рухин Л. Б. Основы общей палеогеографии. Л., Гостоптехиздат, 1959.
- Словарь современного русского литературного языка, т. 17. М., «Наука», 1965.
- Словарь по гидрогеологии и инженерной геологии. М., «Недра», 1971.
- Смирнов Ю. П. Стратиграфия и палеотектоника верхнего мела Дагестана в связи с нефтегазоносностью. Автореф. канд. дисс. Грозный, 1971.
- Соловьев В. А. Формализация понятий — необходимое условие применения математики в тектонике.— Сов. геол., 1968, № 1.
- Сорокин В. С. Периодичность осадконакопления и фации верхнего девона Главного девонского поля.— Бюлл. МОИП, отд. геол., 1971, 46, вып. 4.
- Справочник по тектонической терминологии. Под ред. Ю. А. Косыгина и Л. М. Парфенова. М., «Недра», 1970.
- Страхов Н. М. О периодичности и необратимой эволюции осадкообразования в истории Земли.— Изв. АН СССР, серия геол., 1949, № 6.

- Страхов Н. М.* Типы литогенеза и их эволюция в истории Земли. М., Госгеолтехиздат, 1963.
- Страхов Н. М.* Развитие литогенетических идей в России и СССР. Критический обзор. М., «Наука», 1971.
- Тихонов В. Л., Григорьев Э. Н.* Полициклическое строение верхнего докембрия Северо-Байкальского и Патомского нагорья.— Труды Вост.-СибНИИГеол., геофиз. и минер. сырья, 1971, вып. 5.
- Толковый словарь русского языка. Под ред. Д. Н. Ушакова. М., Гос. изд-во иностр. и нац. словарей, 1939.
- Успенская Н. Ю.* Ритмичность седиментации как важнейший фактор распределения нефти и газа в стратиграфическом разрезе платформы.— В сб. «Генезис и классификация осадочных пород». Междунар. геол. конгр. XXIII сессия. Докл. сов. геол. М., «Наука», 1968.
- Фролов В. Т.* О ритмичности строения осадочных и вулканогенно-осадочных толщ среднего палеозоя Магнитогорского синклиория.— В сб. «Вопросы региональной геологии СССР». Изд-во МГУ, 1964.
- Хаин В. Е.* Геотектонические основы поисков нефти. Баку, Азнефтеиздат, 1954.
- Хаин В. Е.* Направленность, цикличность и неравномерность развития земной коры.— В сб. «Строение и развитие земной коры». М., «Наука», 1964.
- Хераскова Т. Н.* Строение и условия образования вендских и кембрийских отложений Байконурского синклиория. Автореф. канд. дисс. МГУ, 1971.
- Цахновский М. А.* Циклы соленакпления на юге Сибирской платформы.— Труды ИГиГ СО АН СССР, 1970, вып. 116.
- Шатский Н. С., Косыгин Ю. А., Пейве А. В., Пуцаровский Ю. М., Херасков Н. П., Штрейс Н. А., Янишин А. Л.* К вопросу о периодичности осадкообразования и о методе актуализма.— В сб. «К вопросу о состоянии науки об осадочных породах». М., Изд-во АН СССР, 1951.
- Шниггинов А. В.* Ритмы в природе и общественные пути их изучения.— В сб. «Ритмичность природных явлений» (тезисы). Чтения памяти акад. Л. С. Берга 16—18 марта 1971 г. Л., Гидрометеосиздат, 1971.
- Эймор О. Л.* Общие закономерности движения земной коры.— В сб. «Мезозойский тектогенез». Магадан, 1971.
- Энциклопедический словарь географических терминов. Под ред. С. В. Калесника. М., «Советская энциклопедия», 1968.
- Юсупов Т. Р.* Ритмостратиграфический анализ строения и продуктивности мезо-кайнозойских отложений центральной части Чарджоуской ступени. Автореф. канд. дисс. Ташкент, 1971.
- Bersier A.* Exemples de sédimentation cyclothématique dans l'Aquitainien de Lausanne.— *Eclogae geol. helv.*, 1959, 51.
- Bubnoff S.* 1947. Rhythmen, Zyklen und Zeitrechnung in der Geologie.— *Geol. Rundschau*, 1959, 35, N 1.
- Füchtbauer H., Müller G.* Sediment-Petrologie. T. II. Sedimente und Sedimentgesteine. Stuttgart, 1970.
- Lombard A.* Stratinomie des séries du Flysch.— *Eclogae geol. helv.*, 1963, 56, N 2.
- Rhythm in Sedimentation. Rep. 18th Sess. Internat. Geol. Congr., pt. IV. London, 1950.
- Vasoevich N. B.* Rhythmic sedimentation of flysh. Rept 18th Sess. Internat. Geol. Congr., pt IV. Rhythm in Sedimentation. London, 1950.
- Weller J. M.* Cyclical sedimentation of the Pennsylvanian period and its significance.— *J. Geol.*, 1930, 38, N 2.

# ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕФТИ И ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ

## УСПЕХИ ОРГАНИЧЕСКОЙ ТЕОРИИ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ

А. А. ТРОФИМУК, А. Э. КОНТОРОВИЧ, В. С. ВЫШЕМИРСКИЙ

Проблема происхождения нефти с полным основанием оценивается в качестве одной из наиболее сложных и важных проблем современного естествознания. Органическая теория опирается на обширные разнообразные в методическом отношении исследования во многих отраслях естествознания: геологии, геохимии, физике, химии, биологии. Вместе с тем эта теория не ограничивается (и не может ограничиваться) анализом каких-либо частных процессов образования углеводородов. Она освещает преобразование всех природных углеродсодержащих веществ, начиная от живых организмов и кончая графитом, во взаимодействии с минеральными веществами и водами в разнообразных термодинамических условиях литосферы, гидросферы и атмосферы. Тем самым она оказывает существенное влияние на развитие ряда областей естествознания.

В разработке теории происхождения нефти и газа имеются значительные трудности, вследствие которых некоторые положения ее остаются дискуссионными, несмотря на большой объем проведенных исследований. Эти трудности связаны в основном со спецификой нефти и газа. Во-первых, нефть и газ являются флюидами, способными мигрировать в земной коре на всех стадиях нефтегазообразования, формирования и разрушения залежей. Термин «месторождение» в отношении нефтяных и газовых скоплений совершенно условен, поскольку все скопления этих полезных ископаемых являются результатом миграции, и о «месте рождения» нефти и газа можно судить только по косвенным признакам. Во-вторых, как нефть, так и исходные для ее образования органические вещества представляют собой сложные смеси весьма разнообразных соединений, многие из которых при современной экспериментальной технике пока не диагностируются. В-третьих, состав нефти в условиях литосферы может существенно изменяться под влиянием многих факторов. В-четвертых, месторождения нефти и газа в связи с характером их размещения и условиями разработки не могут изучаться путем непосредственного наблюдения. Они всегда формируются на больших глубинах и прекращают свое существование как месторождения, если оказываются выведенными на поверхность.

Все эти обстоятельства способствовали возникновению различных взглядов на происхождение нефти, многие из которых были больше фантастическими, чем научными. Последнее определение можно отнести и к некоторым современным представлениям.

На протяжении почти всей истории развития органической теории ее сторонникам приходилось вести борьбу с разнообразными представлениями о неорганическом происхождении нефти. После выхода в свет выдающегося труда И. М. Губкина эта теория была приведена в стройную, хорошо обоснованную систему.

Последние годы были особенно плодотворными в разработке органической теории, что обусловлено рядом причин: 1) общим прогрессом и резким увеличением объема исследований во всех областях науки; 2) широким разворачиванием нефтепоисковых работ, открытием новых нефтегазоносных бассейнов, в частности Западно-Сибирского, бурением на шельфах и в зонах больших глубин; 3) развитием современных физических и химических методов исследования химической структуры живого вещества, рассеянного органического вещества, углей, битумоидов, нефтей и установления между ними генетической связи; 4) широким применением современных математических методов для всесторонней обработки огромной информации по всем областям нефтяной геологии и геохимии.

На базе новейших материалов были разработаны теоретические концепции, освещающие все этапы длительного, многостадийного процесса нефтеобразования: формирование исходных веществ и отдельных компонентов нефти в живых организмах, отмирание организмов и накопление их остатков в осадках, преобразование органического вещества в процессе диагенеза и катагенеза, новообразование углеводородов и перемещение их в коллекторы, латеральная и вертикальная миграция нефти, формирование, переформирование и разрушение залежей.

Важный вклад в развитие органической теории на современном этапе внес Н. Б. Вассоевич. Он был инициатором детальных комплексных исследований рассеянного органического вещества, в значительной мере определивших развитие теории на более высоком уровне. Нельзя назвать буквально ни одного направления в органической геохимии, которому не были бы посвящены работы Н. Б. Вассоевича. Особенно плодотворны его исследования в области закономерностей распределения и состава битумоидов, диагностики нефтепроизводящих свит, роли катагенеза в нефтеобразовании, форм первичной миграции нефти.

Широкие исследования рассеянного органического вещества и его компонентов, выполненные в последние годы по многим осадочным бассейнам, особенно по советским, а также современных осадков океанов и морей позволили получить ясное представление о количественной стороне процессов накопления и битуминизации органического вещества. Наиболее полные сведения по этому вопросу приведены в работах Н. Б. Вассоевича, в которых рассчитаны кларки и массы органического углерода и углеводородов по типам пород для всей стратиферы суши. Если предполагаемые запасы нефти оцениваются в  $1,5 \cdot 10^{12}$  т, то масса рассеянных углеводородов — в  $80 \times 10^{12}$  т, т. е. в 50–55 раз больше. В изученных нефтеносных бассейнах, как правило, средние содержания в породах органического вещества, битумоидов и углеводородов превосходят кларковые, а степень концентрации углеводородов в залежи нефти выше, чем в стратифере в целом. В то же время в разведанных районах запасы нефти и газа примерно пропорциональны объемам осадочных бассейнов, и крупные месторождения встречаются только в крупных бассейнах. Имеет место также достаточно сильная корреляционная связь между количеством достигшего длиннопламенной стадии углефикации рассеянного органического вещества в бассейне и запасами углеводородов в нем.

Материальный баланс органического вещества, битумоидов, углеводов в осадочных толщах и запасов нефти и газа в разведанных месторождениях свидетельствует о том, что образующихся в органическом веществе и эмигрирующих из нефтенпроизводящих пород углеводов во много раз больше, чем этого требуется для формирования даже крупнейших залежей. Справедливость этого заключения доказана также в отношении гигантских скоплений твердых битумов на р. Атабаске (Канада) и в Аксубаево-Мелекесской депрессии (Поволжье).

Существенные успехи были достигнуты в последние годы в изучении состава битумоидов и нефтей. Битумоиды, относящиеся к той или иной осадочной толще, отличаются от нефтей более высокими содержаниями смолисто-асфальтеновых компонентов, высокомолекулярных углеводов, высококипящих фракций, гетероэлементов и другими признаками, столь же ясно характеризующими битумоиды как более тяжелые и менее подвижные вещества, чем нефти. Такие соотношения с полной определенностью свидетельствуют о том, что нефти образовались путем отделения от битумоидов наиболее подвижных компонентов, и совершенно не согласуются с представлением о том, что рассеянные битумоиды образованы нефтью, мигрирующей из залежи или флюидопроводящих трещин.

Черты сходства между битумоидами и нефтями выражены более ярко, чем различия. Те и другие состоят из одних и тех же групп соединений, причем все без исключения индивидуальные соединения, известные в нефтях, попутных и свободных газах, найдены и в рассеянном органическом веществе. Особенно важно то, что нефти в большей мере сходны с битумоидами из вмещающих или подстилающих отложений, чем с битумоидами из других толщ. Тем самым прослеживается влияние органического вещества нефтенпроизводящих толщ на состав образовавшихся в них нефтей. Например, в Западно-Сибирской низменности выделяется ряд толщ, в пределах которых битумоиды и нефти характеризуются значительным сходством по ряду показателей. В породах нижней и средней юры как нефти, так и битумоиды характеризуются повышенными содержаниями твердых углеводов и конденсированных ароматических структур при пониженных концентрациях порфиринов и зольных элементов. Сенманские нефти содержат очень мало нормальных алканов и имеют преимущественно нафтенный состав. Инфракрасные спектры одинаковых температурных фракций нефтей и битумоидов из одних и тех же толщ оказались почти идентичными. Получена вполне надежная корреляционная связь для многих компонентов состава нефтей и битумоидов, подобранных парами: дочерняя нефть — предположительно материнский битумоид.

В Волго-Уральской области выявлены согласованные изменения группового углеводородного состава нефтей и битумоидов как по разрезу, так и по простиранию. От Воронежского массива к Татарскому своду содержание метановых углеводов увеличивается и в нефтях и в битумоидах. В девонских нефтях и битумоидах отношение метано-нафтеновых углеводов к нафтено-ароматическим значительно выше, чем в каменноугольных. Родство нефтей битумоидам из тех же толщ убедительно доказано также для Днепровско-Донецкой впадины, Предкавказья, Вилуйской синеклизы, Ферганской впадины и ряда других нефтеносных областей.

По данному вопросу несколько оригинальных исследований выполнено в США. В частности, проведено сравнение нефти с материнским

битумоидом по содержаниям 29 индивидуальных углеводородов с числом атомов углерода от 5 до 7 (Martin а. о., 1963). Определено большое количество разнообразных параметров для 11 пар нефтей и битумоидов из одних и тех же формаций. Подавляющее большинство параметров свидетельствует о четких генетических связях нефтей с битумоидами.

В изучении генетических связей нефтей с рассеянными битумоидами большое значение приобретают исследования изотопного состава углерода и серы. Для ряда районов США и СССР установлено сходство в изменениях изотопного состава углерода нефтей и битумоидов как по разрезу, так и по простиранию. Причем в керогене, битумоидах и нефтях из континентальных толщ углерод легче, чем из морских. Это хорошо согласуется с характером изотопного фракционирования углерода в морских и континентальных обстановках. Изотопный состав серы в нефтях, битумоидах и эвапоритовых породах изменяется по разрезу тоже вполне согласованно и примерно одинаково, по результатам исследований в СССР и США, отражая планетарные изменения во времени изотопного состава серы в морских бассейнах.

Установлены и более тонкие корреляционные связи между составом исходного живого вещества и составом битумоидов и нефтей, также позволяющие, по крайней мере в зонах умеренного метаморфизма рассеянного органического вещества, проследить историю возникновения основных углеводородных и многих неуглеводородных компонентов нефти, установить морской или пресноводный генезис нефти.

Н. Б. Вассоевич отмечал, что при теоретически возможном разнообразии органических соединений состав нефти относительно прост, а углеводородные скелеты основных ее компонентов поразительно точно унаследованы от живого вещества. Новейшие исследования не только подтвердили биологическое происхождение оптической активности нефтей и содержащихся в них порфиринов, но и выявили ряд новых биогенных структур.

С хлорофиллом и фитановой его частью генетически связаны изопреноидные углеводороды, в первую очередь фитан и пристан. Все они, как и порфирины, содержатся в нефтях в значительном количестве. Например, зафиксированы концентрации пристана до 0,5%. Много общего в строении изоалифатических углеводородов и их «предшественников» в живом веществе — жирных кислотах и терпеноидах.

По мнению большинства исследователей, ароматические углеводороды нефти берут свое начало от терпеноидов и стероидов. Любопытно, что в битумоидах и нефтях среди трициклических ароматических углеводородов фенантроновые преобладают над антраценовыми. Естественнее всего это связывать с наличием в молекуле стероидов конденсированной структуры, которая при дегидрогенизации должна дать начало фенантренам. Относительно повышенное содержание антраценовых углеводородов в гумусовом органическом веществе и в его дочерних нефтях объясняется наличием в наземном органическом веществе повышенных количеств производных антрахинона. Гумусовое и сапропелевое органическое вещество четко дифференцируется и по содержанию полиядерных ароматических углеводородов.

В последние годы было замечено, что нефти пресноводных отложений обычно содержат больше твердых углеводородов, чем морских (Martin а. о., 1963; Конторович и др., 1967).

Это объясняется тем, что наземные растения и животные содержат воск в больших количествах, чем морские организмы. С особенностями

структуры исходного живого вещества связана также повышенная конденсированность ароматических углеводородов пресноводных нефтей.

Влияние типа исходного органического материала на состав нефтей и газов наиболее отчетливо выражено в различиях между углеводородами, генерируемыми сапропелевым и гумусовым органическим веществом. С возрастанием роли сапропелевого материала увеличивается отношение запасов нефти к запасам газа. Эта закономерность проявляется в характере распределения нефтяных и газовых месторождений по палеогеографическим зонам.

В зоне аридного литогенеза, где органическое вещество практически полностью представлено сапропелевым материалом, формируются, как правило, только нефтяные месторождения. В эпиконтинентальных осадочных бассейнах зоны гумидного литогенеза преобладает гумусовый материал, но всегда имеется и сапропелевый, тяготеющий к внутренним областям бассейнов. При благоприятных условиях в зонах развития крупных озерных водоемов сапропелевое органическое вещество иногда преобладает над гумусовым также в континентальных толщах (тогурская пачка Западно-Сибирской плиты, сланцы формации Грин-Ривер бассейна Уинта в США и др.). В связи с этим в гумидных зонах встречаются как газовые, так и нефтяные месторождения.

Если типы и состав нефтей и углеводородных газов в значительной мере определяются характером исходного органического вещества и условиями его накопления и диагенеза, то основные процессы нефте- и газобразования, как показали исследования последних лет, приходится на более поздние стадии литогенеза. В этой области принципиально новые данные получены по нескольким направлениям.

На обширных материалах по многим угленосным и нефтегазоносным бассейнам мира выявлено сходство процессов катагенетических изменений в углях, рассеянном органическом веществе, нефтях и углеводородных газах. Как в гомогенном, так и в рассеянном органическом веществе с ростом катагенеза происходит новообразование принципиально одинаковых углеводородов, а затем постепенная деструкция их. В связи с этим нефтеобразование рассматривается как частный случай (или ветвь) более широкого процесса углефикации органического вещества. В дисперсном органическом материале благодаря термокаталитическим процессам образование углеводородов происходит более интенсивно, чем в гомогенном. Поэтому эмиграция углеводородов и, следовательно, нефтеобразование возможны только за счет рассеянного органического вещества.

Установлена приуроченность всех сингенетичных нефтяных залежей к довольно узкой зоне катагенеза, соответствующей стадиям углефикации от блестящей бурой до газовой и, возможно, жирной (Конторович и др., 1967), причем в пределах этих стадий с нарастанием катагенеза нефти изменяются от нафтеново-ароматических к метановым. Область распространения газовых месторождений значительно шире. С усилением катагенеза сухие газы за счет деструкции жидких углеводородов сменяются жирными, а затем благодаря деструкции также высокомолекулярных газообразных углеводородов — вновь сухими.

Детальные исследования органического вещества в современных осадках показали, что углеводороды, наследуемые от живого вещества и образующиеся в зоне диагенеза, принципиально отличны от углеводородов нефтей. В них практически отсутствуют углеводороды  $C_2-C_5$  и углеводороды бензино-керосиновых фракций. Они характеризуются иными,

чем в нефтях, соотношениями между отдельными классами углеводородов и между индивидуальными углеводородами. В частности, в них мало аренов, много циклоалканов, в составе нормальных алканов углеводороды с нечетным количеством атомов углерода резко преобладают над «четными». Все эти различия с увеличением глубины (т. е. с нарастанием катагенеза) постоянно сглаживаются и затем исчезают.

Катагенная обстановка благоприятна не только для термокаталитического новообразования нефтяных углеводородов, но и для десорбции их из материнского органического вещества и с поверхности глинистых частиц, а также для осуществления механизмов первичной миграции, рассматриваемых ниже. Эти положения подтверждаются фактическими данными по миграции битумоидов в зоне катагенеза.

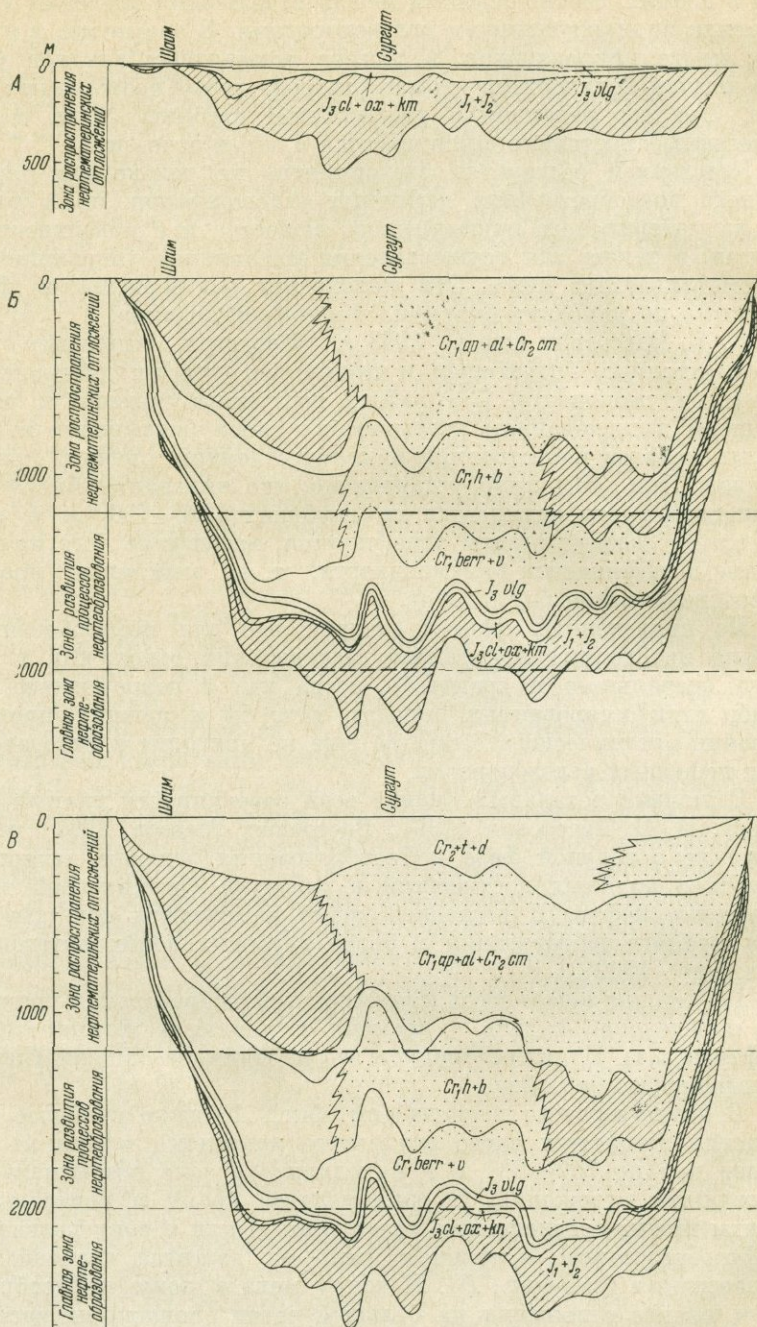
Н. Б. Вассоевич еще в 1958 г. обосновал выделение автохтонных и аллохтонных битумоидов и предложил для их диагностики коэффициент битумоидности. Эта работа послужила толчком к весьма плодотворным исследованиям генетических типов битумоидов и к разработке новых методов качественной и количественной оценки миграции битумоидов. При этом было установлено, что эмиграция битумоидов из материнских пород начинается на глубинах 1200—1500 м и резко усиливается на газовой стадии углефикации, вследствие чего начинается снижение коэффициента битумоидности, т. е. эмиграция преобладает над новообразованием битумоидов.

Из приведенных фактов следует, что для нефтеобразования совершенно необходимо погружение материнских отложений в зону катагенеза (начального и среднего), тогда как в современных осадках и в слабо литифицированных породах, хотя бы и древних, процесс преобразования органического вещества еще не приводит к генерации и эмиграции нефтяных углеводородов.

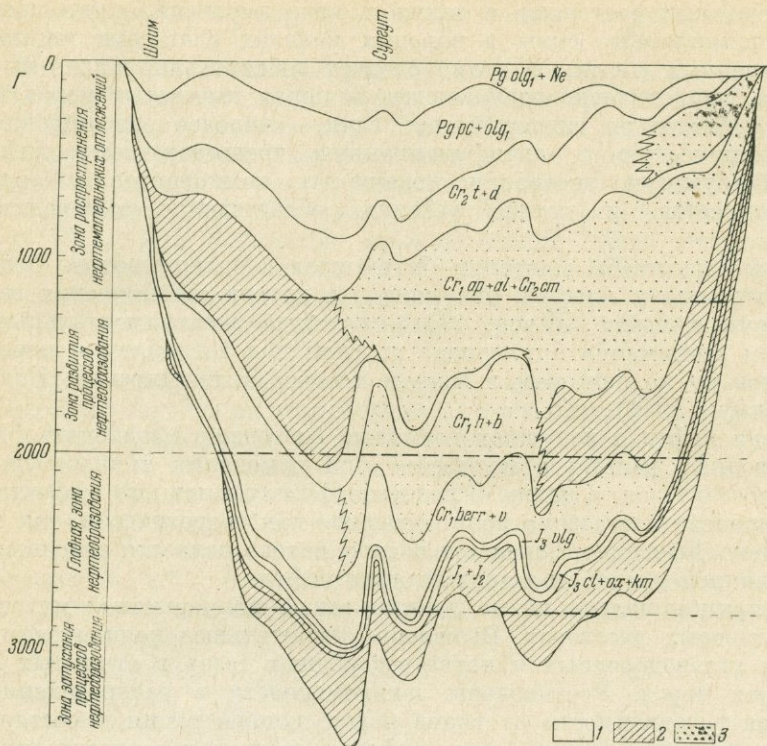
Выполнив детальный анализ всей совокупности данных по этому вопросу, Н. Б. Вассоевич (1967; Вассоевич, Амосов, 1967) разработал положение о главной фазе нефтеобразования, которое является одним из наиболее крупных достижений в развитии органической теории происхождения нефти. В последнее время намечаются еще две фазы усиления нефтегазообразования в более глубоких зонах катагенеза (Вассоевич и др., 1969).

Глубинная зональность процессов нефтеобразования позволяет довольно определенно судить о времени и динамике формирования залежей нефти и газа. Проиллюстрируем это на примере Западно-Сибирского нефтегазонасного бассейна.

В конце юрского периода (см. фиг., А) даже наиболее погруженные участки базальных слоев осадочного комплекса плиты не погружались более чем на 700—800 м и находились в зоне потенциально нефтепроизводящих отложений. В раннемеловое время в центральных районах плиты нижне-среднеюрские отложения вошли в зону развития процессов нефтеобразования, а нижняя часть их достигла главной фазы нефтеобразования (см. фиг., В). К концу мела в зону нефтеобразования вошли юрские отложения на большей части площади их распространения, а неокотские — в центральной части плиты (см. фиг., В). В кайнозое нефтеобразование распространилось и на более молодые отложения (см. фиг. Г). Эта схема согласуется с палеоструктурными, геохимическими и литологическими материалами, свидетельствующими о формировании залежей в течение позднего мела, палеогена и неогена.



Одной из ключевых проблем теории органического происхождения нефти являются первичная миграция углеводородов и других компонентов нефти и аккумуляция их в залежи. Косвенным образом эти процессы убедительно доказываются рассмотренными выше закономерностями в распределении и составе битумоидов и соотношениями свойств



### Динамика развития процессов нефтеобразования в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты

А — на конец волжского века; Б — на конец сеноманского века; В — на конец датского века; Г — на конец неогена. 1 — глинистые толщи; 2 — песчано-алеврито-глинистые толщи; 3 — преимущественно песчано-алевролитовые толщи.

Отложения разного возраста.

Ю р с к и е:

$J_{1+2}$  — ниже-среднеюрские;

$J_3 cl + ox + km$  — келдовейского, оксфордского и кимериджского ярусов;

$J_3 v$  — волжского яруса.

М е л о в ы е:

$Cr_1 berr + v$  — берриасового и валанжинского ярусов;

$Cr_1 h + b$  — готеривского и барремского ярусов;

$Cr_1 ar + al + Cr_2 sm$  — аптского, альбского и сеноманского ярусов;

$Cr_2 t + d$  — туронского — датского ярусов.

П а л е о г е н о в ы е:

$Pg ps + olg_1$  — палеоценовые — нижнемиоценовые;

$Pg olg_1 + N$  — нижнемиоценовые — неогеновые

битумоидов и нефтей. В последние годы достигнуты значительные успехи также в изучении факторов миграции и аккумуляции битумоидов в катагенных условиях и в области экспериментального моделирования этих процессов.

Н. Б. Вассовичем и рядом других исследователей установлено снижение сорбционной емкости пород и материнского органического вещества на средних стадиях катагенеза, одновременное с новообразованием легких подвижных битумоидов. Экспериментально доказана возможность переноса значительных количеств всех компонентов нефти в истинных

и коллоидных водных растворах, а также в виде эмульсий, легко преодолевающих капиллярные силы в поровых каналах благодаря малым размерам взвешенных частиц. К этому следует добавить аномально высокие давления, периодически возникающие в порых глинистых пород и разряжающиеся благодаря гидроразрыву глин, тепловое расширение флюидов, тектоническую и литификационную трещиноватость, диффузию, способствующую десорбции подвижных компонентов из органического вещества, и другие условия, облегчающие эмиграцию битумоидов.

Значительные масштабы миграции битумоидов в водном потоке подтверждаются огромными массами битумоидов и других органических веществ в подземных водах (Швец, 1967), а также экспериментальным моделированием выжимания битумоидов из глин под давлением и переноса битумоидов по коллекторам в водном потоке (Вышемирский, Конторович, Трофимук, 1971).

Аккумуляция нефти в ловушках возможна благодаря выпадению битумоидов из водных растворов и взвесей при изменении температуры или солевого состава вод, а также вследствие фильтрационного эффекта. Все эти возможности достаточно полно изучены как теоретически, так и экспериментально. Очевидно, перенос в водном потоке является основным средством первичной миграции и аккумуляции нефти.

Получены принципиально новые данные также по первичной миграции нефти в газовых растворах. Выявлены значительные концентрации разнообразных углеводородных и неуглеводородных газов в открытых и закрытых порах пород. Установлены закономерности в распределении и составе газов в зависимости от типов пород, концентрации и состава органического вещества, степени метаморфизма и других геологических условий. Экспериментальным путем доказана экстракция битумоидов из пород сжатыми газами (Белецкая, 1967). Посредством оценки масштабов генерации газов органическим веществом по стадиям катагенеза и с учетом сорбционной емкости пород и растворимости газов в воде установлены такие концентрации органического вещества (раздельно для сапропелевого и гумусового), при которых появляется свободная газовая фаза, способная к растворению и переносу битумоидов (Вышемирский, Конторович, Трофимук, 1971).

Проблема первичной миграции и аккумуляции нефти еще остается недостаточно изученной, но теперь она уже не является слабым звеном теории органического происхождения нефти. Сам факт первичной миграции и методы определения ее масштабов получили вполне надежное обоснование и с успехом используются для диагностики нефтепроизводящих свит и оценки прогнозных запасов нефти и газа.

Значительные достижения в изучении проблемы миграции битумоидов послужили основой для разработки новых, более надежных методов диагностики и картирования нефтепроизводящих свит. Следы эмиграции битумоидов из непроницаемых пород в проницаемые стали важнейшим признаком нефтепроизводящих отложений, а интенсивность эмиграции — главным показателем их продуктивности.

Выявлены изменения состава битумоидов поперек глинистых пачек. С приближением к коллектору битумоид становится более кислым, в его составе увеличивается доля циклических углеводородов (Неручев, 1969; Трофимук, Конторович, 1965). Эти данные свидетельствуют о хроматографическом разделении битумоидов, мигрирующих из глин в проницаемые породы. Такие изменения состава битумоидов, зафиксированные во мно-

гих районах, являются яркими признаками нефтепроизводящих отложений.

На основе биогенной теории органического происхождения нефти разработан объемно-генетический метод оценки прогнозных запасов нефти и газа (Трофимук, Конторович, 1965; Неручев, 1969; Конторович, 1970). Для многих районов выявлена зависимость запасов нефти от объемов осадочных пород и масс рассеянного органического вещества и битумоидов (Хант, 1962; Нестеров, 1969; Вышемирский, Конторович, Трофимук, 1971). Эти параметры связаны между собой четкими статистическими связями (Трофимук и др., 1972). Как показали логико-дискретные исследования, формирование гигантских нефтяных месторождений обусловлено главным образом наличием огромных объемов нефтепроизводящих отложений.

Соответствие разведанных запасов нефти и газа объемам нефтепроизводящих отложений и количествам имеющихся в них битумоидов дает возможность оценивать прогнозные запасы в малоизученных районах и является в то же время одним из наиболее убедительных доказательств биогенной теории происхождения нефти и газа.

Изучение масштабов эмиграции битумоидов дает возможность получить более уверенную оценку прогнозных запасов нефти (Неручев, 1969; Конторович, 1970; Вышемирский, Конторович, Трофимук, 1971). Количество битумоидов, эмигрировавших из материнских пород ( $q_{эм}$ ), определяется по формуле:

$$q_{эм} = \frac{q_{ост} (C_0 - C_{ост})}{C_{эм} - C_0},$$

где  $q_{ост}$  — оставшееся в породах количество битумоидов;  $C_0$  — содержание углерода в исходном битумоиде;  $C_{ост}$  — содержание углерода в остаточном битумоиде;  $C_{эм}$  — содержание углерода в эмигрировавшем битумоиде.

Из представлений о первичной миграции углеводородов из пластов аргиллитов как хроматографического процессе вытекает, что количество углеводородов ( $q$ ), мигрировавших из пласта мощностью  $L$  и площадью  $S$ , можно оценивать по формуле:

$$q = \frac{2\alpha b S \rho}{\gamma - \gamma_{эм}} \ln \left( 1 + \frac{L}{2\beta} \right),$$

где  $\rho$  — плотность пород пласта;  $b$  — содержание в нем битумоидов;  $\gamma_{эм}$  — содержание гетероэлементов в аллохтонных битумоидах;  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$  — некоторые параметры, находимые по экспериментальным данным.

Факт миграции из пород газообразных углеводородов можно установить путем сравнения современного содержания их в породах с расчетным количеством, которое должно было образоваться в результате метаморфизма органического вещества. Таким образом, было выяснено, что коэффициент эмиграции газов зависит от содержания в породах органического вещества. При содержании  $C_{орг}$  выше 10% из аргиллитов мигрирует около 65% образовавшихся в них газов, при содержании  $C_{орг}$  5% — 90% и при содержании  $C_{орг}$  менее 1% — 99%.

Эти методы позволяют не только картировать нефтегазопроизводящие свиты, но и дифференцировать их по интенсивности нефте- и газообразования. Однако для оценки прогнозных запасов нужно еще знать, какая доля мигрировавших углеводородов концентрируется в залежи (коэффи-

циент аккумуляции). Для ряда хорошо разведанных районов Западно-Сибирской низменности коэффициент аккумуляции был определен путем сравнения объемов эмигрировавших битумоидов с реальными запасами. Для нефтей он в основном находится в пределах 7—12%, для газов в нефтегазоносных районах — 0,6—1,1%, в газоносных районах — 2—6%, в единичных случаях до 14%.

Узкие интервалы изменения коэффициентов аккумуляции представляют собой яркое подтверждение образования нефтяных и газовых залежей за счет аккумуляции рассеянных битумоидов и газов.

К настоящему времени все основные положения проблемы происхождения нефти и газа и формирования их залежей исследованы на базе органической теории в такой степени, что она вышла из стен научных учреждений в широкую практику и определяет направления и методы поисково-разведочных работ. Успехи советской нефтяной геологии, выразившиеся в открытии и освоении новых нефтегазоносных провинций, в том числе и крупнейшего в мире Западно-Сибирского бассейна, в полной мере являются также успехами органической теории.

### Л и т е р а т у р а

- Белецкая С. Н. Экспериментальное изучение механизма первичной миграции рассеянных битумоидов из осадочных пород в однофазном газовом состоянии.— В сб. «Генезис нефти и газа». М., «Недра», 1967.
- Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти.— Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.
- Вассоевич Н. Б., Амосов Г. А. Геологические и геохимические улики образования нефти за счет живого вещества.— В сб. «Генезис нефти и газа». М., «Недра», 1967.
- Вассоевич Н. Б., Корчагина Ю. И., Лопатин Н. В., Чернышев В. В. Главная фаза нефтеобразования.— Вестн. МГУ, геол., 1969, № 6.
- Вышемирский В. С., Конторович А. Э., Трофимук А. А. Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск, «Наука», 1971.
- Вышемирский В. С., Трофимук А. А., Дмитриев А. Н. Поисковые признаки гигантских нефтяных месторождений. VIII Мировой нефтяной конгресс. ДС-1. М., 1971.
- Конторович А. Э. Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа.— Труды СНИИГИМС, 1970, вып. 45.
- Конторович А. Э., Бабина Н. М. и др. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1967.
- Неручев С. Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л., «Недра», 1969.
- Нестеров И. И. Критерии прогнозов нефтегазоносности.— Труды Зап.-СибНИГНИ, 1969, вып. 15.
- Трофимук А. А., Вышемирский В. С., Вышемирская О. П., Олли И. А., Фрадкин Г. С. Новые варианты объемно-генетического метода оценки прогнозных запасов нефти и газа.— Геол. нефти и газа, 1972, № 5.
- Трофимук А. А., Конторович А. Э. Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ.— Геол. и геофиз., 1965, № 12.
- Хант Д. М. Распределение углеводородов в осадочных породах. Симпозиум по химическим подходам к опознаванию материнских пород нефти. М., Гостехиздат, 1962.
- Шеев В. М. Органические вещества подземных вод как показатели нефтегазоносности.— В сб. «Органическое вещество подземных вод и его значение для нефтяной геологии». ВНИИОЭНГ, 1967.
- Martin R. Z., Winters J. C., Williams J. A. Composition of crude oils by gas chromatography: geological significance of hydrocarbon distribution.— Proc. 6th World Petroleum Congr., Sect. V, 1963.

## К ИЗУЧЕНИЮ ГЛАВНОЙ ФАЗЫ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ

С. Г. НЕРУЧЕВ

Значительное возрастание количества битумоида и углеводородов в рассеянном органическом веществе пород при росте глубины их погружения и температуры в недрах установлено в последние годы во многих бассейнах. Используя эти данные, Н. Б. Вассоевич заметил весьма важную особенность: процесс генерации углеводородов происходит на стадии катагенеза неравномерно — сначала медленно, а затем (на глубинах 2—4 км) значительно ускоряется и протекает весьма бурно, приводя к увеличению количества углеводородов в несколько раз. В весьма длительном и многостадийном процессе преобразования органического вещества (ОВ) и генерации углеводородов Н. Б. Вассоевичу (1969) удалось выделить главную фазу нефтеобразования, имеющую важное значение для понимания генезиса нефти.

Н. Б. Вассоевич отметил, что образование значительного количества углеводородов происходит в результате термоллиза ОВ. О. А. Радченко (1968) показала, что массовое образование углеводородов во время проявления главной фазы обусловлено разложением полимерлипидных компонентов сапропелевого ОВ, вследствие чего оно теряет первоначальный облик и по своим свойствам сближается с гумусовым органическим веществом.

Нами было высказано предположение, что во время главной фазы нефтеобразования массовая генерация углеводородов должна приводить к существенному изменению состава сапропелевого рассеянного органического вещества (РОВ). Теоретически следовало ожидать, что деструкция и потеря полимерлипидных компонентов, богатых углеродом и водородом, должны приводить к остаточному накоплению в РОВ более стойких гумоидных, меланоидиновых веществ, характеризующихся более низким содержанием углерода и водорода и более высоким — гетероэлементов. Как и следовало ожидать, в остаточном сапропелевом РОВ, пережившем главную фазу нефтеобразования, довольно часто наблюдается значительное повышение содержания гетероэлементов и снижение содержания углерода при увеличении степени метаморфизма РОВ — своеобразный «парадокс с углеродом». Это явление, противоречащее обычным представлениям об обязательной прогрессирующей карбонизации ОВ при его метаморфизме, впервые было отмечено нами в 1970 г.

Приведенные в таблице наиболее типичные и достоверные данные по малозольным концентратам (нерастворимой части) сапропелевого РОВ из различных районов хорошо иллюстрируют это явление.

Образцы сапропелевого РОВ расположены в порядке возрастания метаморфизма, о чем непосредственно свидетельствует рост показателя преломления коллоальгинита и косвенно — значительный рост глубины погружения осадков; тем не менее степень обуглероженности сапропелевого РОВ в этом направлении не только не повышается, но даже заметно снижается.

«Парадокс с углеродом», вызываемый деструкцией и потерей липидного материала, подтверждается данными не только по сапропелевому РОВ, но и по сапропелевым углям. На газовой стадии метаморфизма, по материалам А. М. Гинзбург, содержание углерода в них достигает 76—84%.

Таблица

## Изменение состава сапропелевого РОВ при возрастании степени метаморфизма

Район	Порода	Возраст	Концентрация ОВ в породе, %	Содержание зола в растворимой части ОВ, %	Элементный состав нерастворимой части ОВ, %			Показатель преломления коллоальгинита, $\Pi_K$	Глубина погружения, км	Стадия углефикации
					С	Н	О+N+S			
Белоруссия, Туровская депрессия	Горючий сланец	D <sub>3</sub>	20,39	10,45	76,40	8,67	14,93	1,599	1,0	Б
Белоруссия, Шатилковская депрессия	То же	D <sub>3</sub>	21,72	9,24	78,78	8,7	12,52	1,617	1,0	Б
Якутия, Синское	Сланец	Сm	3,66	2,13	77,35	9,04	13,61	1,664	1,5	Б—Д
Западная Сибирь, Горелый Яр	Аргиллит	J <sub>3</sub> —Cr <sub>1</sub>	10,49	18,8	76,26	6,52	17,22	1,664	2,0	Д
Северный Кавказ, Янкульская	Глина известковистая	Pg, кумская свита	4,57	8,2	66,16	6,58	27,26	1,668	2,4	Г
Северный Кавказ, Терек	Глинисто-кремнистая порода	J <sub>3</sub>	3,63	5,5	68,98	6,78	24,24	1,672	2,6	Г
Западная Сибирь, Мегюн	Аргиллит	J <sub>3</sub>	16,58	14,8	67,4	7,54	25,06	1,680	2,4	Г
Западная Сибирь	»	J <sub>3</sub> —Cr <sub>v</sub>	13,31	12,5	60,2	5,86	33,94	1,684	2,3	Г
Северный Кавказ, Краснодарская	»	Pg, майкопская свита	2,06	23,0	75,10	5,10	19,80	1,688	4,1	Ж—К
Шпицберген, о. Баренца	Мергель	T	5,90	19,2	72,10	7,78	20,12	1,696	4,0	К

Однако, по данным Л. Е. Штеренберга, К. Т. Мазанкиной и В. И. Касаточкина (1959), вместе с гумусовым углем коксовой стадии метаморфизма ( $C^r - 88,9\%$ ,  $V^r - 26,4\%$ ) залегают споровый дюрен, характеризующийся значительно более низким содержанием углерода —  $79,8\%$ . Гумусовый антрацит 10-й группы метаморфизма ( $C^r - 92,25\%$ ,  $V^r - 5,86\%$ ) сопровождается сапропелитом, содержащим всего  $78,2\%$  углерода и  $12,5\%$  летучих веществ; в другом случае при еще более высоком метаморфизме гумусовых углей (14-я группа,  $C^r - 94\%$ ) сапропелевый уголь содержит всего  $75,67\%$  углерода, т. е. меньше, чем на газовой стадии.

Таким образом, резкое изменение состава сапропелевого ОВ со снижением в нем содержания углерода и водорода во время проявления главной фазы нефтеобразования следует считать объективно установленным явлением, хотя оно и противоречит привычным представлениям о карбонизации ОВ в процессе метаморфизма. Эти представления возникли при изучении гумусовых углей, и только для гумусового ОВ они справедливы в полной мере.

Нерастворимое сапропелевое РОВ после деструкции и потери полимерлипидных компонентов на газовой стадии метаморфизма часто характеризуется аномальным и на первый взгляд невероятным составом:  $C - 60-66\%$ ;  $H - 5,8-7,5\%$ ;  $O + N + S - 24-33,9\%$  (см. таблицу). Однако если учесть, что это должны быть почти в чистом виде «гумоидные», меланоидиновые компоненты ОВ, то такой состав становится вполне понятным. Так, по данным С. М. Манской и Т. В. Дроздовой (1964), лабораторные препараты меланоидинов содержат  $C - 52,5-60,0\%$ ;  $H - 4,9-6,0\%$ ;  $N + O - 34,6-42,5\%$ . В их молекулярной структуре выявлены пиразиновые, пиррольные и ароматические кольца; предполагается, что в основе молекулы лежит пуриновое кольцо.

Молекулярная структура остаточных разностей сапропелевого РОВ, по данным Е. М. Файзуллиной, характеризуется резко пониженной ролью насыщенных и значительной — ароматических и гетероциклических структур, как в меланоидинах.

Такое изменение состава сапропелевого РОВ свидетельствует, что во время проявления главной фазы нефтеобразования происходит потеря основной массы липидного материала, расходующегося на образование жидких и газообразных углеводородов. Подтверждается это одновременным с изменением состава РОВ быстрым возрастанием количества битумоида и углеводородных газов закрытых пор в расчете на ОВ.

Наиболее часто резкое изменение состава РОВ и сопровождающее его возрастание содержания битумоида, низкокипящих и газообразных углеводородов проявляется на длиннопламенной — газовой стадиях метаморфизма РОВ, обычно в интервале глубин  $2-2,5$  км. В более глубокой зоне погружения осадков содержание сначала газообразных, а затем и жидких углеводородов в РОВ обычно снижается в связи с тем, что скорость эмиграции углеводородов из РОВ увеличивается и начинает превышать скорость их образования.

Уменьшение с определенного уровня глубины погружения пород количества битумоида в РОВ, а в составе битумоида углеводородов отмечено нами (Неручев, 1970) в ряде бассейнов, А. Э. Конторовичем (1970) — в мезозое Западной Сибири, Д. И. Дроботом — в кембрии Восточной Сибири, а также другими исследователями. Поэтому непосредственно по прямым экспериментальным данным составить истинное представление о количественной стороне и динамике процесса нефтеобразования при метаморфизме РОВ весьма трудно.

Для этого необходимо определить сначала величину эмиграционных потерь, а с ее учетом — первоначальное (доэмиграционное) количество генерировавшегося битумоида на разных стадиях метаморфизма РОВ. Методика для определения эмиграционных потерь битумоида нами предложена ранее (Неручев, 1969). Величина коэффициентов эмиграции, определявшаяся для нескольких бассейнов независимо рядом авторов (Мазанкина, Штеренберг, 1958), одного порядка; она составляет примерно 3—8% на уровне 1,5 км (буроугольная стадия) и возрастает до 60—80% на глубине 3—3,5 км (обычно газовая — жирная стадии метаморфизма РОВ).

Расчеты исходного доэмиграционного количества битумоида в сапропелевом РОВ ряда объектов — терригенных образований девона и бавлинских отложений Волго-Уральской области, кембрия Восточной Сибири, мезозоя Западной Сибири — привели к несколько неожиданным результатам. Оказалось, что на газовой — жирной стадиях метаморфизма РОВ (обычно глубина 3—4 км) при современном среднем содержании остаточного битумоида 2—4% исходное доэмиграционное содержание в РОВ битумоида, т. е. только высокомолекулярных жидких углеводородов с температурой кипения более 250—300°C, составляло 15—20%. Таким образом, высокая обогащенность сапропелевого РОВ доманиковых пород битумоидом (до 20%) является не исключительной, как это представлялось ранее, а вполне нормальной. Все породы с сапропелевым РОВ, в том числе и глинистые, ныне с небольшим содержанием битумоида, после активной генерации углеводородов во время главной фазы нефтеобразования содержали бы столь же богатое битумоидом ОВ, если бы не произошло интенсивной эмиграции. Если принять те же величины коэффициентов эмиграции для низкокипящих углеводородов (до 250°C), то следует думать, что помимо 15—20% битумоида, в РОВ должно было образоваться не менее 10% низкокипящих углеводородов и, согласно расчетам А. Э. Конторовича и Е. А. Рогозиной (1967), около 8% газообразных углеводородов. Таким образом, если бы не интенсивная эмиграция, происходившая одновременно с образованием углеводородов, то на газовой — жирной стадиях метаморфизма сапропелевое РОВ состояло бы на 30—40% из жидких и газообразных углеводородов.

Суммарное «доэмиграционное» количество битумоида, равное на газовой — жирной стадиях для сапропелевого типа РОВ 15—20%, образовалось на всем протяжении процесса катагенного превращения. Об изменении интенсивности процесса битумообразования в ходе погружения осадков и метаморфизма РОВ значительно удобнее судить не по суммарному образовавшемуся количеству битумоида, а по приросту его содержания на определенную величину возрастания глубины погружения, например на 0,5 км, как это сделано на фигуре.

Интенсивность газообразования, как это следует из данных А. Э. Конторовича и Е. А. Рогозиной (1967), уже на буроугольной стадии достигает 1% от ОВ на 0,5 км глубины погружения и остается затем почти постоянной. Процесс газообразования, таким образом, начинается с раннего катагенеза и происходит затем при росте метаморфизма РОВ и глубины погружения осадков практически с постоянной скоростью. Образование жидких углеводородов, о чем можно судить по изменению содержания битумоида в РОВ, начинается позже, чем углеводородного газа, — в конце буроугольной стадии метаморфизма РОВ. Интенсивность этого процесса сначала крайне низка — менее 1% на 0,5 км глубины погружения; затем она быстро возрастает — до 5—8% на 0,5 км на

Интенсивность нефтегазообразования и распределение крупных скоплений нефти и газа по глубинным зонам осадочного чехла

а — изменение интенсивности газообразования на 0,5 км глубины погружения;

б — изменение интенсивности нефтеобразования на 0,5 км глубины;

1 — терригенный девон;

2 — бавлинские отложения;

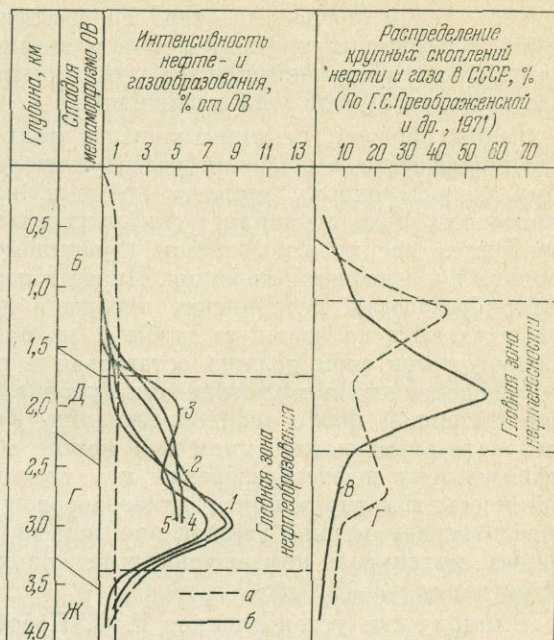
3 — кембрий Восточной Сибири;

4 — сапропелевое ОВ мезозоя Западной Сибири;

5 — сапропелево-гумусовое ОВ мезозоя Западной Сибири. Распределение крупных скоплений:

в — нефти;

г — газа



длиннопламенной — газовой стадиях метаморфизма, достигая максимума на глубине около 3 км, а потом еще быстрее снижается до величины менее 1% на уровне 3,5—4 км в конце газовой — жирной стадии метаморфизма РОВ. Кривые изменения интенсивности битумогенерации очень четко ограничивают глубинную зону проявления главной фазы нефтеобразования. Она происходила, судя по этим данным, на длиннопламенной — газовой стадиях метаморфизма сапропелевого РОВ, обычно при прохождении материнскими породами зоны глубин 2—3,5 км. В некоторых нефтематеринских толщах, например в майкопских отложениях, как об этом можно судить по данным Н. Б. Вассоевича (Вассоевич и др., 1971), главная фаза нефтеобразования происходила при прохождении осадками более глубокой зоны — 3—4 км. По мере дальнейшего погружения бассейна в объеме материнских пород, переживших главную фазу нефтеобразования и опустившихся на большую глубину, процессы нефтеобразования затухали; на смену им в зону глубин 2—3,5 км вовлекался новый объем материнских пород, в котором развивалась главная фаза нефтеобразования, и так далее до конца погружения бассейна. На каждом этапе погружения бассейна при прохождении нефтематеринскими породами глубинной зоны проявления главной фазы нефтеобразования (обычно 2—3,5 км) генерировавшиеся нефтяные углеводороды вместе с газами могли мигрировать, естественно, только вверх по восстанию пластов, повышая концентрацию углеводородов в пластовых водах и давая начало аккумуляционным скоплениям в ловушках в верхней части этой зоны и непосредственно выше нее.

В породах, погружившихся ниже главной зоны нефтеобразования, генерации жидких углеводородов в ощутимых количествах уже не происходило, однако в них с прежней, а возможно, даже с большей интенсивностью продолжались процессы газообразования. Это должно было способствовать переносу части оставшихся здесь нефтяных углеводородов

вместе с газом опять-таки вверх по восстанию пластов — в новый объем пород, вступивших к этому моменту в главную фазу, а из него вместе с активно генерирующимися здесь нефтяными углеводородами и газами — в верхнюю часть этой зоны и выше нее.

Таким образом, нефтематеринская толща испытывает прогрессирующее погружение, а основная масса углеводородов, образовавшихся к любому определенному моменту времени, постоянно концентрируется в пластовых водах и начинает аккумулироваться в ловушках с некоторым смещением кверху относительно глубинной зоны, в которой проявляется главная фаза нефтеобразования. Иначе говоря, пережившие главную фазу нефтеобразования материнские породы в процессе погружения бассейна могут уходить на большую глубину, но основная масса нефтяных углеводородов при этом должна оставаться и постепенно концентрироваться на определенном гипсометрическом уровне, выше глубинной зоны проявления главной фазы нефтеобразования. Такое течение процесса с последовательным вовлечением все новых объемов материнских пород в главную зону нефтеобразования при последовательном смещении основной массы генерирующихся углеводородов выше нее должно обуславливать неравномерное размещение запасов нефти по глубинам, с проявлением максимума нефтеносности несколько выше главной зоны нефтеобразования (2—3,5 км).

Эмпирически установленное Г. С. Преображенской и др. (1971) распределение крупных скоплений нефти в СССР по глубинным зонам осадочного чехла показывает, что основная масса нефти действительно залегает с некоторым смещением кверху от главной зоны нефтеобразования, с проявлением максимума нефтеносности примерно на уровне 2 км (см. фигуру). О том же свидетельствует работа В. В. Потеряевой (1971) о распределении крупных скоплений углеводородов по мировым данным. Такое совпадение невозможно считать случайным и обусловленным, например, слабой разведанностью зоны больших глубин; по крайней мере интервал 2,5—3,5 км в настоящее время уже достаточно разбурен, и резкое снижение в нем количества крупных скоплений нефти можно считать вполне достоверно установленным.

Таким образом, эмпирически установленная закономерность неравномерного распределения запасов нефти по глубинам находит логичное объяснение и обоснование в свете развиваемых представлений об условиях проявления главной фазы нефтеобразования.

## Литература

- Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти.— Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.
- Вассоевич Н. Б., Корчагина Ю. И., Лопатин Н. В., Гладкова Е. Г., Дымова Н. А., Аль-Шайбани Х., Чернышев В. В., Фадеева Н. П. Проявление главной фазы нефтеобразования в майкопских глинистых отложениях Западно-Кубанского прогиба.— Нефтегаз. геол. и геофиз., 1971, № 2.
- Конторович А. Э. Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа.— Труды СНИИГГИМС, 1970, вып. 45.
- Конторович А. Э., Rogozина Е. А. Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности.— В кн.: «Геология и нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской плиты». Новосибирск, 1967.
- Мазанкина К. Т., Штеренберг Л. Е. Структурная анизотропия генетических типов антрацитов.— Докл. АН СССР, 1958, 119, № 4.
- Манская С. М., Дроздова Т. В. Геохимия органического вещества. М., «Наука», 1964.

- Неручев С. Г.* Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л., «Недра», 1969.
- Неручев С. Г.* Катагенез рассеянного органического вещества и генерация нефти и газа в процессе погружения осадков.— Докл. АН СССР, 1970, 194, № 5.
- Потеряева В. В.* Геологические особенности размещения крупных скоплений нефти и газа в нефтегазоносных бассейнах.— Геол. нефти и газа, 1971, № 8.
- Преображенская Г. С., Клычева Н. Ю., Иванова К. П.* Геологические закономерности распространения крупных месторождений нефти и газа в СССР.— Труды ВНИГРИ, 1971, вып. 286.
- Радченко О. А.* К вопросу о механизме нефтеобразования.— Докл. АН СССР, 1968, 182, № 1.
- Штеренберг Л. Е., Мазанкина К. Т., Касаточкин В. И.* Особенности путей метаморфизма разных типов гумусовых углей.— Докл. АН СССР, 1959, 124, № 3.

## ОПЫТ ОЦЕНКИ НЕФТЕМАТЕРИНСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ПОРОД

В. А. УСПЕНСКИЙ, О. А. РАДЧЕНКО

Одной из важнейших задач нефтяной геохимии является установление вполне достоверных параметров для оценки нефтематеринского потенциала конкретных отложений, с которыми геологу приходится иметь дело в исследованиях по прогнозам нефтеносности различных территорий.

В соответствии с наиболее распространенными в настоящее время воззрениями по вопросу о генезисе нефти (если оставить в стороне гипотезы о неорганическом ее происхождении) нефть представляет собой миграционноспособный продукт преобразования органического вещества, присутствующего в породах в рассеянной форме. Благоприятным в геохимическом аспекте моментом, естественно, является повышенное (по-видимому, лишь до какого-то предела) содержание в породе органического вещества и возможно большая обогащенность его сапропелевыми элементами.

Далее, необходимым условием для осуществления генерации нефти является погружение соответствующих отложений в какой-то период их геохимической жизни на глубины (по-видимому, порядка 3 км и более), обеспечивающие отвечающее главной фазе нефтеобразования напряжение геотермического режима. Однако этот момент касается уже реализации, а не собственно характеристики нефтематеринского потенциала пород.

Первые два условия, хотя и могут расцениваться в какой-то степени как количественные критерии, носят весьма расплывчатый характер и конкретной мерой оценки нефтематеринских возможностей породы служить не могут. Причина этой расплывчатости лежит в нечеткости существующих представлений о составе собственно сапропелевого вещества, опирающихся на углепетрографическую диагностику, которая как бы санкционирует понятие о монокомпонентности его вещественного состава. В имеющихся углепетрографических классификационных схемах дифференциации подвергается только возможная примесь гумусового материала, тогда как сложность группового состава собственно сапропелевого вещества (альгинит, сапромикстинит) по существу игнорируется.

В действительности последнее, даже в условиях полного отсутствия примеси элементов гумусового происхождения, должно рассматриваться

как двухкомпонентное, состоящее из липидной и гумоидной (углеводно-белковой) частей, тесно связанных между собой в единую систему, частично, возможно, в виде общих молекулярных структур.

Поскольку гумоидные элементы, составляющие нередко заметную долю собственно гумусового (лигнино-целлюлозного) материала, должны, подобно последнему, рассматриваться как возможный генератор углеводородных газов (по-видимому, только метана, возможно, с примесью этана), оценка нефтематеринского потенциала пород должна быть ориентирована не на содержание в них сапропелевого органического вещества в целом, а лишь на липидные его компоненты.

Наиболее характерными параметрами липидного и гумоидного материала является соответственно содержание водорода и азота: для липидных образований типично повышенное содержание водорода при практически полном отсутствии азота; для образований гумоидных, с участием белковых элементов в их структуре, характерно повышенное содержание азота.

Для характеристики химико-вещественного группового состава сапропелевого органического вещества в соответствии со сказанным может быть составлена следующая система уравнений:  $x + y = 100$ ;  $H_{\text{лип}} \cdot x + H_{\text{гум}} \cdot y = N_{\text{кер}} \cdot 100$ ;  $N_{\text{гум}} \cdot y = N_{\text{кер}} \cdot 100$ , где  $x$  и  $y$  — доля липидного и гумоидного материала в керогене, %;  $H_{\text{лип}}$ ,  $H_{\text{гум}}$  и  $N_{\text{гум}}$  — содержание водорода и азота в липидном и гумоидном материале ( $N_{\text{лип}} = 0$  и потому выпадает из третьего уравнения), %;  $N_{\text{кер}}$  и  $N_{\text{кер}}$  — содержание водорода и азота в керогене исследуемой породы, %.

Для решения этой системы уравнений двум неизвестным должны быть приписаны какие-то определенные условно принятые значения. Поскольку  $x$  и  $y$  — искомые величины, а  $N_{\text{гум}}$  — величина, не вполне определенная и несомненно варьирующая в зависимости от состава исходного материала и его главным образом диагенетической преобразованности, условные значения должны быть приняты для  $H_{\text{лип}}$  и  $H_{\text{гум}}$ . На основании личного опыта и литературных данных мы остановились на следующих величинах:  $H_{\text{лип}} = 10,5-11\%$ ;  $H_{\text{гум}} = 4,5-5\%$ .

Подсчеты показали, что отклонение в содержании  $H_{\text{лип}}$  на 0,5% при постоянном значении  $H_{\text{гум}}$  приводит к изменению вычисленного содержания липидов на 6—7%, а соответствующее отклонение в величине  $H_{\text{гум}}$  при постоянном  $H_{\text{лип}}$  изменяет вычисленные величины всего на 2%. Из этого явствует, что известные колебания истинного состава липидных компонентов керогена не отражаются существенно на оценке их относительной доли в составе последнего. Немаловажно отметить также, что и в случае присутствия примеси элементов гумусового происхождения, при условии витринитового их характера, вычисление доли липидных компонентов может производиться по предложенной выше схеме, при тех же условных цифровых значениях  $H_{\text{лип}}$  и  $H_{\text{гум}}$ , поскольку содержание водорода в микрокомпонентах этого типа то же, что и в гумоидном материале. Заметная примесь микрокомпонентов фюзинитовой группы потребовала бы внесения поправок в условно принятые величины, лейптинит же должен учитываться совместно с остальной липидной частью керогена.

Подведение количественной базы под определение группового состава сапропелевого органического вещества позволяет говорить и о возможности построения соответствующей классификационной схемы. Авторами настоящей статьи предлагается следующее подразделение класса органического вещества собственно сапропелевого типа:

Подкласс	Доля липидного материала, %	Доля гумоидного материала, %
Липидный . . . . .	75—100	0— 25
Гумоидно-липидный . . . . .	50— 75	25— 50
Липидно-гумоидный . . . . .	25— 50	50— 75
Гумоидный . . . . .	0— 25	75—100

Пользуясь приведенными выше уравнениями, можно путем подстановки для  $x$  и  $y$  предельных значений содержания липидных и гумоидных компонентов, разграничивающих отдельные подклассы указанной схемы, вычислить соответствующие этим границам характеристики каждого подкласса по содержанию водорода. Ниже представлены полученные значения (в %):

Подкласс	
Липидный . . . . .	$N \geq 9-9,5$
Гумоидно-липидный	$N$ — от 7,5—8 до 9—9,5
Липидно-гумоидный	$N$ — от 6—6,5 до 7,5—8
Гумоидный . . . . .	$N \leq 6-6,5$

Сопоставление большого статистического материала по характеристике элементарного состава керогена рассеянного органического вещества, горючих сланцев и углей-сапропелитов<sup>1</sup> с предложенной классификационной схемой показало, что липидный подкласс включает в основном сапропелитовые угли и некоторое количество горючих сланцев при исчезающе малой доле рассеянного органического вещества; содержание азота в составе органического вещества входящих в этот подкласс разностей, при резком преобладании липидных компонентов, чаще всего не превышает 1—1,3%. В подклассе гумоидно-липидном все три формы сапропелитового органического вещества выступают как более или менее равнозначные, а в следующих двух подклассах — липидно-гумоидном и гумоидном — угли практически уже более не фигурируют, а горючие сланцы уступают ведущее место рассеянному органическому веществу. В связи с этим содержание азота становится более высоким.

Отчетливое представление о степени участия в строении органического вещества липидных элементов позволяет сделать оценку его нефтематеринских возможностей, поскольку липидный материал при надлежащей активности катагенных воздействий практически нацело переходит в подвижные, в значительной доле углеводородные продукты, отвечающие, по-видимому, преимущественно битумоидной фракции и в меньшей степени — газовой составляющей.

Приведенная схема разграничения чисто сапропелитовых разностей органического вещества по химико-вещественному их составу и предлагаемые приемы соответствующей диагностики, разумеется, следует рассматривать только как первое приближение к решению этого вопроса. Специально направленные исследования, конечно, помогут выявить и ряд других битуминологических критериев, в какой-то мере уже намечающихся в настоящее время. С указанной схемой должны находиться в соответствии

<sup>1</sup> Использованный авторами материал по рассеянному органическому веществу базируется главным образом на данных лабораторий ВНИГРИ, а по горючим сланцам и углям-сапропелитам — на данных тех же лабораторий и А. И. Гинзбург; дополнительно привлекались материалы из других отечественных, а также зарубежных литературных источников.

данные углететрографической диагностики, опирающиеся на оптические параметры.

Нефтематеринский потенциал сапропелевого органического вещества, естественно, не является величиной постоянной на всем протяжении его геохимической жизни. В процессе катагенного его преобразования сформировавшиеся на ранних стадиях диагенеза за счет конденсационных изменений преобладающей части липидов полимерные продукты подвергаются постепенному распаду, в результате которого на подступах к главной фазе нефтеобразования наблюдается сначала постепенное, затем все возрастающее увеличение количества битумоидов. Между тем последние вместе с образующимися за счет катагенного преобразования всей совокупности керогенового вещества газами выносятся из породы.

При этом, естественно, падает доля липидного материала в составе остаточного керогена, и сапропелевое органическое вещество, входившее первоначально в липидный или гумоидно-липидный подкласс, постепенно (а в период главной фазы нефтеобразования, надо думать, в значительно ускоренном темпе) переходит в последующие подклассы. По завершении деструкции липидного материала сапропелевое органическое вещество независимо от его первоначального состава может фиксироваться только в гумоидном подклассе. Нефтематеринский потенциал его, естественно, практически равен нулю, хотя фациально соответствующие отложения и относятся к сапропелевому типу.

## ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ОСАДОЧНЫХ ПОРОД В ПРОЦЕССЕ КАТАГЕНЕЗА

Ю. И. КОРЧАГИНА

Неотъемлемой частью всех осадочных пород является рассеянное органическое вещество (РОВ), как правило составляющее не более 1% в терригенных породах. Несмотря на столь малое количество, именно с ним связывается образование жидких и газообразных углеводородов (УВ) в определенных условиях, способных дать скопления.

Органическое вещество осадков за свою долгую геологическую жизнь претерпевает огромные изменения. Эволюция его начинается на самых ранних этапах диагенеза, когда преобладают микробиальные процессы, и продолжается при погружении осадков и их литификации, когда начинают сказываться абиогенные факторы — термолит и термokatализ.

Основные типы нефтяных углеводородов ОВ осадочных пород обязаны своим образованием более позднему этапу — катагенезу.

Понятие о нефтематеринских породах в настоящее время стало довольно широким (Неручев, 1969). Таковыми могут быть глины и мергели, глинистые алевролиты и карбонатные породы, содержащие сапропелевое ОВ, прошедшее определенные стадии литификации, отвечающие этапу среднего катагенеза, когда нефтематеринские породы становятся собственно нефтепроизводящими и когда ОВ по своей преобразованности соответствует углям марок Д, Г, Ж (Вассоевич, 1967). На этих стадиях в образовании УВ отмечается скачок, который Н. Б. Вассоевич назвал

началом главной фазы нефтеобразования (ГФН). Ее проявление отмечается при температурах 65—150° С в недрах и при мощности покрывающих отложений примерно 2—4 км (Вассоевич и др., 1969).

Установление стадии катагенеза РОВ — весьма трудная задача. Современные исследования в этой области развиваются в нескольких направлениях. Основные из них базируются на замерах отражательной способности витринита, выявлении минералогического состава глин, песчаников, физико-механических свойств глинистых пород в процессе их погружения, реконструкции прохождения (и длительности нахождения) породами различных глубин (температур) в процессе развития бассейна, а также на изучении состава РОВ пород в процессе катагенеза (Вассоевич, 1962; Аммосов, 1967; Лопатин, 1969). Показателями постдиагенетических преобразований ОВ могут быть содержание хлороформенного битумоида (ХБ) в породах и ОВ («битумоидный коэффициент»  $\beta$ ), отношение ХБ/ДСББ<sup>1</sup>, элементный состав ХБ и нерастворимой части ОВ, количество масел и углеводородов в ХБ и породе, их групповой и структурно-кольцевой состав и т. д. В последние годы успешно развивается направление по изучению нерастворимой части ОВ пород, составляющей 70—90% всего РОВ (Г. М. Парпарова, О. П. Четверикова), что позволяет судить как об исходном типе ОВ, так и о степени его превращенности. Последнее существенно зависит от генетического типа ОВ — сапропелевого или гумусового.

Если об исходном типе РОВ пород часто затруднительно судить однозначно, то природа гумусовых углей хорошо изучена и не вызывает сомнений. Поэтому те изменения, которые мы наблюдаем в растворимой части углей и особенно в составе их высококипящих углеводородов, скорее всего обусловлены влиянием катагенеза и воздействием температуры. Хотя полного соответствия в процессах изменения углей и рассеянного ОВ не бывает, направленность может выдерживаться. Следует помнить, что сопоставление это возможно с определенной долей условности, так как генетические типы гумусовых углей и РОВ различны.

Хлороформ извлекает из углей от 0,3 до 2,5% битумоида. Это вязкое, от темно-коричневого до черного цвета вещество, состоящее из тех же основных компонентов, что и битумоид РОВ осадочных пород, — из масел, смол, асфальтенов. В элементном составе его на углерод приходится от 73 до 85%, а водород составляет 8—10%. В процессе катагенеза вследствие потери части гетероатомов с легколетучими компонентами происходит обуглероживание как растворимой части углей, так и основной органической массы их. В элементном составе хлороформенного битумоида углей марок Б и Д отношение С/Н=7—8, а в углях марок Г и К С/Н=9—12. Количество масел в экстракте из углей закономерно повышается при переходе их от стадии Б к стадии Г и достигает максимума на стадии Ж (42,7%). Одновременно содержание спиртобензольных смол (наиболее «кислых», обогащенных кислородом) снижается до 11,3% в экстракте из углей марки Ж (табл. 1).

По данным Б. Тиссо (1970), тяжелые гетерогенные соединения (кислый битумоид) играют роль вынужденного посредника: там, где образуются из ОВ углеводороды, быстро убывает количество кислого битумоида. По-видимому, и кислые спиртобензольные смолы ХБ, принимая участие в процессах метаморфизма углей, являются дополнительным источником новообразования УВ. Этим можно объяснить их убыль и одно-

<sup>1</sup> ДСББ — дополнительно извлеченный спиртобензольный битумоид.

Таблица 1

## Состав растворимой части углей

Стадия углефикации	Содержание битумоида в расчете на углерод углей, %		Отношение ХБ/ДСББ	Отношение $\omega = \frac{C+H}{O+N+S}$ (для ХБ)	Содержание в ХБ, %	
	хлороформенного $\beta$ ХБ	спиртобензольного $\beta$ ДСББ			масел	спиртобензольных смол
Б	0,8—1,9	1,2—6,2	0,3—1,4	4,5—6,0	10,0—24,4	21,0—37,6
	1,5(3)	2,9(3)	0,8(3)	5,4(3)	16,5(4)	31,5(4)
Д	1,1—3,2	1,2(1)	0,9(1)	8,2—16,4	15,5—21,1	19,1—42,7
	2,3(2)			12,3(2)	19,4(3)	28,2(3)
Г	0,9—5,1	0,3—5,5	0,9—3,0	4,6—10,8	22,7—31,1	9,1—22,1
	3,0(2)	2,9(2)	2,0(2)	7,8(3)	26,1(4)	15,4(4)
Ж	0,65(1)	1,4(1)	0,5(1)	9,8—14,3	39,2—54	2,6—20,7
				12,0(2)	42,7(3)	11,3(4)

Примечание. В скобках дано число объединенных образцов, по которым вычислены средние.

временное повышение содержания масел в ХБ углей от стадии Б к стадии Ж. В структурах метаново-нафтеновых (МН) углеводородов из этих углей (см. табл. 1) резко снижается число нафтеновых колец (от 3 до 0,6 на усредненную молекулу) с одновременным увеличением числа атомов С в боковых цепях (от 8 до 16), т. е. отмечаются разукрупнение и алифатизация метаново-нафтеновых углеводородов в указанном ряду метаморфизма углей. Вероятно, это объясняется двумя причинами — новообразованием преимущественно алифатических УВ и разрушением реликтовых нафтеновых колец в них с образованием насыщенных алифатических цепей в процессе метаморфизма.

Таким образом, наиболее восстановленная часть углей (хлороформенный экстракт), составляя небольшую долю в общем балансе углерода, «облагораживается» в своем составе в ряду углей от стадии Б до стадии Ж и содержит наибольшее количество углеводородов в углях, достигших стадий Г и Ж. Сопоставляя угли с РОВ осадочных пород, можно ожидать, с определенной условностью, что и в последнем, являющемся основным источником нефтяных УВ, наибольшая их генерация наступает при достижении РОВ стадий Г и Ж, т. е. тех стадий, которые принято связывать с главной фазой нефтеобразования. На стадиях от Б до Г преобладают среди новообразованных УВ алифатические структуры, а на стадии Ж — повышается генерация нафтеново-ароматических УВ. В процессах катагенеза гумусовых углей наблюдаются дециклизация МН углеводородов и ароматизация нафтеново-ароматических структур.

Изменение состава РОВ нефтематеринских глинистых пород в процессе его катагенеза рассмотрено на нескольких геологических объектах: древних верхнепротерозойских и нижнепалеозойских отложениях центральной части Среднерусского бассейна и сравнительно молодых кумских и майкопских отложениях Западно-Кубанского бассейна.

Проведенное комплексное исследование (Вассоевич и др., 1972) древних осадочных пород в Среднерусском бассейне позволило установить вещественный состав и этапы метаморфизма минеральной части пород

Отношение смол (бензольные/спиртобензольные)	Структурно-кольцевой состав метаново-нафтеновых УВ (в усредненной молекуле)	
	число атомов С в боковых цепях ( $C_p$ )	число нафтеновых колец ( $K_n$ )
0,2—0,7	3,7—8,8	2,0—3,0
0,5(3)	5,7(3)	2,5(3)
0,2—0,3	12,0(1)	1,4(1)
0,2(2)		
0,5—2,0	14,0(1)	1,2(1)
1,2(4)		
0,8—1,0	16,0(1)	0,6(1)
0,9(3)		

дополнительно извлекается кислого битумоида (ДСББ): ХБ/ДСББ = 2,3—3,3; гуминовые кислоты в породах отсутствуют. Степень восстановленности ХБ (о чем судят по коэффициенту  $\omega = \frac{C+H}{O+N+S}$ , содержа-

нию масел в ХБ и длине боковых цепей в метаново-нафтеновых углеводородах) в ряду метаморфизма возрастает (см. табл. 2). Превращение ОВ пород в период катагенеза (от раннего к среднему) сопровождается не только новообразованием УВ, но и их алифатизацией, что приводит к сокращению числа нафтеновых колец в метаново-нафтеновых углеводородах ( $K_n$ ) и повышению атомов С в боковых цепях до 14—15, т. е. алифатизации этой группы УВ.

Морфология ОВ и его битуминозных компонентов, фиксируемая под ультрафиолетовым микроскопом, свидетельствует об интенсивных процессах битуминизации ОВ, происходящих в период катагенеза, и о частичной эмиграции УВ из материнских пород.

Изучение ОВ кумских отложений эоценового возраста проводилось на кернах материала, отобранном в узкой зоне южного борта Западно-Кубанского прогиба (табл. 3). Изученный материал характеризует широкий интервал глубин (1907—5005 м) и температур (71—140°С), что позволяет проследить изменение состава ОВ нефтематеринских пород от начала действия ГФН и на ее протяжении среди отложений с затрудненной эмиграцией углеводородов, т. е. в замкнутой системе. Исследованный материал условно разбивается по трем зонам, различающимся по месту отбора образцов (глубина, температура) в вертикальном разрезе. Во всех изученных глинистых породах присутствует морфологически однотипное тонкодисперсное ОВ сапропелевого типа. Замеры показателя преломления коллоальгинита ( $P_n = 1,679$ ) свидетельствуют о среднем этапе катагенеза ОВ этих пород. Элементный состав нерастворимого ОВ изменяется в процессе катагенеза: сокращается количество гетероатомов от 25,91 до 23,82%, возрастает его восстановленность  $\omega$  до 1,9 в первой

(З. А. Кривошеева), а также содержание и состав рассеянного органического вещества пород на определенных этапах его катагенеза (табл. 2). Нефтематеринскими отложениями в Среднерусском бассейне являются редкинская свита венда и паперортский горизонт нижнего ордовика. Образцы керна были отобраны в интервале глубин от 1928 до 2918 м.

По данным углепетрографических исследований, ОВ изученных древних отложений относится к классу собственно сапропелитов и находится на стадиях от Д до Ж. Содержание органического углерода в глинах и аргиллитах редкинской свиты средней и верхней подзон мезокатагенеза 0,74—1,061% (среднее), а в отдельных прослоях — до 2,86% Хлороформ извлекает из пород 0,03—0,257% восстановленного битумоида (ХБ), что в расчете на  $C_{org}$  пород составляет 2,4—13,4%. Значительно мень-

Таблица 2

Содержание и состав РОВ в нефтематеринских глинах верхнего протерозоя и нижнего палеозоя \* центральной части Московской синеклизы

Подзона мезокатагенеза	Стадия углефикации РОВ	Плотность глин, г/см <sup>3</sup>	Глубина, м	Содержание в породе С <sub>орг</sub> , %	Содержание битумоида в расчете на С <sub>орг</sub> , %	
					хлороформенно: βХБ	спиртобензольного βДСББ
Верхняя	Д, Г	2,45	1928—2711	0,19—2,86	1,5—6,5	0,2—4,9
				0,74 (18)	2,5 (16)	2,7 (17)
Средняя	Ж	2,55	2838—2918	0,53—1,92	2,4—13,4	2,6—2,6
				1,06 (3)	6,6 (3)	2,6 (2)

\* Нижний ордовик и редкинская свита венда.

зоне и до 3,2 во второй (см. табл. 3). Общее содержание С<sub>орг</sub> в карбонатных глинах кумских отложений заметно превышает кларки.

Значительная часть ОВ растворяется в низкокипящих органических растворителях и составляет от 10 до 20% в расчете на С<sub>орг</sub> пород. Фракционный состав битуминозных компонентов в породах кумских отложений заметно изменяется с глубиной. Доля кислого немиграционного битумоида в расчете на С<sub>орг</sub>, извлекаемого дополнительно спиртобензолом (ДСББ), в первой и второй зонах составляет соответственно 5,5 и 5,2%, в третьей зоне — вдвое ниже, 2,3%. В то же время содержание извлекаемого хлороформом восстановленного битумоида, составляющего основу микронепти, значительно возрастает с глубиной: β<sub>ХБ</sub> = 3,2; 8,3 и 18,1% (для глин первой, второй и третьей зон соответственно).

Таким образом, в составе автохтонного ОВ, находящегося в зоне действия ГФН, отмечается перераспределение кислых и восстановленных битумоидов по мере погружения пород в область более высоких температур: уменьшается содержание кислого битумоида и возрастает — восстановленного.

Подтверждение эксперимента Б. Тиссо (1970) наблюдается и при изучении РОВ нефтематеринских пород кумских отложений в пределах Западно-Кубанского прогиба.

В составе хлороформенного битумоида при погружении пород также происходят изменения: увеличивается содержание масел, углеводов и сокращается количество спиртобензольных смол. Степень восстановленности ХБ в глинах по температурным зонам возрастает: ω = 9,1; 21,0 и 40,1; масел = 34,5; 41,6 и 70,1%; отношение нейтральных бензольных смол к кислым спиртобензольным возрастает от 0,8 до 1,2. Содержание высокомолекулярных УВ в породах кумского возраста очень велико и обнаруживает тенденцию повышаться с глубиной от 716 до 4780 г/м<sup>3</sup>. Высокая битуминизация ОВ нефтематеринских пород в области повышенных температур при отсутствии хороших коллекторов способствует развитию широкого фронта паравтохтонного битумоида. Последний фиксируется и по данным химико-битуминологических анализов и просмотра шлифов в ультрафиолетовом свете. Если в первой и второй температур-

Отношение ХБ/ДСББ	Отношение $\omega = \frac{C+H}{O+N+S}$ (для ХБ)	Содержание масел в ХБ, %	Отношение смол (бензольные спиртобензольные)	Содержание высокомолекулярных УВ в породе, г/м <sup>3</sup>	Структурно-кольцевой состав метаново-нафтеновых УВ (в усредненной молекуле)	
					число атомов С в боковых цепях (С <sub>ц</sub> )	число нафтеновых колец (К <sub>н</sub> )
0,6—10,0	8,3—23,5	59,0—59,7	0,4 (2)	1010—1350	10,9—15,2	1,4—1,8
2,3 (16)	12,7 (5)	59,3 (2)		1190 (2)	14,5 (4)	1,5 (4)
1,6—5,0	10,5—37,3	44,0—57,0	0,4 (2)	440—3380	12,7 (1)	1,7 (1)
3,3 (2)	20,1 (3)	52,1 (3)		1523 (3)		

ных зонах (t около 110°С) обнаруживается в основном восстановленный автохтонный битумоид, то в третьей зоне — исключительно паравтохтонный, с высоким содержанием ХБ в расчете на С<sub>орг</sub>, масел в ХБ и УВ как в породе, так и в расчете на С<sub>орг</sub>. В породах этой же зоны все поры и линзочки заполнены миграционным битумоидом (микронепть), ярко люминесцирующим голубым и желтым цветом. Карбонатные глины, богатые сапропелевым ОВ, попадая в зону повышенных температур (140—150°С), бурно генерируют УВ разного состава, которые, не имея достаточной области разгрузки, перераспределяются внутри материнской толщи в виде паравтохтонного битумоида.

Детальное изучение углеводов из нефтематеринских пород кумских отложений позволило выявить изменения их структур в процессе катагенеза ОВ, а также определить этапы новообразования УВ. Количество углерода в усредненной МН молекуле из пород относительно низкотемпературной зоны (71—97°С) составляет до 90%. Углеводороды практически представлены цикланами, так как на алифатические цепи приходится около 1,5 атома С (в расчете на усредненную молекулу). В породах второй и третьей зон (103—110°С) автохтонные метаново-нафтеновые УВ постепенно обогащаются боковыми цепями при одновременном снижении доли углерода (до 40%), находящегося в нафтеновых кольцах. Количество нафтеновых колец сокращается до 1,6, а число атомов С в боковых цепях возрастает до 13. По-видимому, в процессе катагенеза ОВ происходят алифатизация сингенетических метаново-нафтеновых углеводородов и их дециклизация.

Литолого-битуминологическое изучение мощной (до 3 км) толщи майкопских глин, содержащих генетически однотипное (в основном сапропелевое) ОВ, формировавшееся в сходных фациальных и геологических условиях в пределах Западно-Кубанского прогиба, позволило определить время и положение начала основной генерации УВ (Вассоевич и др., 1971). Широкий диапазон глубин и температур изученного каменного материала (1000—4000 м, 45—135°С) способствовал выяснению динамики изменения сапропелевого ОВ в потенциально нефтематеринских породах под воздействием температуры недр. Начало ГФН в майкопских глинах соответствует погружению их до 2000 м в область температур

Таблица 3

Содержание и состав РОВ в нефтематеринских глинах майкопской серии и кумской свиты в Западно-Кубанском прогибе

Подзона мезо-катагенеза	Стадия углефикации ОВ	Плотность глин, г/см <sup>3</sup>	Температура в недрах, °С	Глубина, м	Содержание в породе Сорг, %	Содержание битумоида от Сорг, %		Отношение ХВ/ДСБВ	$\omega = \frac{C+H}{O+N+S}$ (для ХВ)	Содержание масел в ХВ, %
						хлороформенного $\beta$ ХВ	спиртобензольного $\beta$ ДСБВ			
<b>Майкопская серия</b>										
Верхняя	Б, Д	2,15	44—76	1054—1060	0,65—2,12	1,08—6,25	—	—	9,75—12,61	24,1—46,1
				1934—1937	1,52 (5)	2,7 (5)				
»	Д, Г	2,29	78—97	2031—2036	0,50—3,57	2,58—11,66	3,1—7,2	—	7,14—24,58	30,4—70,3
				3004—3009	1,50 (3)	5,4 (11)	5,3 (7)		15,49 (11)	48,1 (11)
Средняя	Г, Ж	2,36	101—134	3025—3028	0,46—2,40	6,36—17,37	1,9—8,9	—	10,01—52,51	28,6—75,5
				4166—4169	1,08 (11)	9,8 (5)	4,5 (5)		27,55 (8)	60,2 (8)
<b>Кумская свита</b>										
Верхняя	Д	2,15	71—97	1907—2385	1,65—6,44	2,9—3,5	4,4—7,5	0,5—0,7	8,45—9,73	25,2—40,0
					3,98 (3)	3,2 (3)	5,5 (3)	0,6 (3)	9 (2)	34,5 (3)
»	Д, Г	2,25	103—110	2475—2489	1,22—4,27	3,7—12,2	4,4—5,9	1,3—2,8	9,1—20,7	38,4—46,3
				3100—3105	2,54 (6)	8,3 (5)	5,2 (4)	1,9 (4)	21,0 (4)	41,6 (3)
Средняя	Г, Ж	—	140	4497—4503	1,20—3,93	11,3—26,9	1,5—3,9	1,3—16,3	16,7—93,3	64,7—72,5
				4999—5005	2,01 (6)	18,1 (6)	2,3 (6)	6,7 (6)	40,1 (6)	70,1 (5)

Таблица 3 (окончание)

Подзона мезо-катагенеза	Отношение смол (бензольные спиртобензольные)	Содержание высокомолекулярных УВ в породе, г/м <sup>3</sup>	Структурно-кольцевой состав метансво-нафтеновых УВ (в усредненной молекуле)		Нерастворимое ОВ				Показатель преломления коллоальгинита, П <sub>к</sub>	
			число атомов С в боковых цепях (С <sub>п</sub> )	число нафтеновых колец (К <sub>н</sub> )	элементный состав, %			Отношение $\omega = \frac{C+H}{O+N+S}$		
					С	Н	O+N+S			
<b>Майкопская серия</b>										
Верхняя	0,4 (2)	128,8 (1)	—	—	—	—	—	—	—	—
	$\frac{0,3-3,0}{0,9 (12)}$	$\frac{147,2-1696}{787,3 (7)}$	$\frac{3,9-11,9}{6,8 (4)}$	$\frac{2,2-3,0}{2,5 (4)}$	$\frac{64,54-72,47}{68,83 (8)}$	$\frac{4,61-7,30}{6,24 (8)}$	24,83 (8)	3,01	1,648—1,708	
Средняя	$\frac{0,6-3,2}{1,3 (6)}$	$\frac{657-1737}{1036 (3)}$	$\frac{7,9-17,5}{12,7 (2)}$	$\frac{1,2-1,6}{1,4 (2)}$	$\frac{65,41-74,69}{69,80 (9)}$	$\frac{4,22-6,41}{5,31 (9)}$	24,89 (9)	3,02	1,682—1,802	
	<b>Кумская свита</b>									
Верхняя	$\frac{0,7-0,9}{0,8 (3)}$	$\frac{184-1000}{716 (3)}$	1,5 (1)	2,6	67,71 (1)	6,38 (1)	25,91 (1)	1,9	1,679	
	$\frac{0,4-1,2}{0,8 (3)}$	$\frac{1650-1656}{1653 (2)}$	$\frac{8,6-13,0}{10,8 (2)}$	$\frac{2,4-1,6}{2,0 (2)}$	$\frac{66,88-72,07}{70,01 (4)}$	$\frac{4,10-7,05}{6,17 (4)}$	23,82 (4)	3,2	1,654—1,680	
Средняя	$\frac{0,8-1,5}{1,2 (3)}$	$\frac{1470-8930}{4780 (3)}$	13,0	1,6 (1)	—	—	—	—	1,689—1,802	

65—70° С, где ОВ пород находится на этапе, соответствующем среднему катагенезу (показатель преломления коллоальгинита  $P_K = 1,648—1,802$ ).

Содержание  $C_{орг}$  в глинах майкопа составляет  $\frac{0,46 - 3,57}{1,4 (29)}$  (среднее).

В составе ОВ в процессе катагенеза происходят заметные (см. табл. 3) изменения: увеличивается содержание восстановленного битумоида ( $\beta_{ХБ}$  возрастает от 2,7 до 9,8 соответственно по зонам), уменьшается количество кислого битумоида  $\beta_{ДСБВ}$  от 5,3 до 4,5% (среднее). В ХБ резко возрастает содержание масел (от 35 до 60%), снижается количество спиртобензольных смол. Новообразованные УВ отрываюся от материнской породы и перераспределяются в виде паравоухтонного битумоида (микронепть) в нефтематеринской толще. Последний фиксируется при изучении шлифов в ультрафиолетовом свете, а также по ряду химико-битуминологических показателей.

Структура автохтонных метаново-нафтеновых УВ в процессе катагенеза изменяется: увеличивается число атомов С в боковых цепях от 6,8 до 12,7 и вдвое уменьшается количество нафтеновых колец в усредненной молекуле от 2,5 до 1,4 (см. табл. 3).

Таблица 4

Состав РОВ глинистых пород верхнепротерозойских, кумских и майкопских отложений

Стадия преобразования ОВ пород, соответствующая углям марок	Параметры							
	$\beta_{ХБ}$ , %	$\beta_{ДСБВ}$ , %	ХБ/ДСБВ	$\omega$ (для ХБ)	масла в ХБ, %	отношение смол (бензольные/спиртобензольные)	$K_H$ (в МН углеводах)	$C_H$ (в МН углеводах)
Б—Д	2,7	—	—	10,6	35,1	0,4	—	—
Д	3,2	5,5	0,6	9,1	34,5	0,8	2,6	1,5
Д—Г	5,4	4,4	2,1	16,4	49,6	0,7	2,0	10,7
Г—Ж	13,8	3,4	6,7	33,5	65,1	1,2	1,5	12,4
Ж—К	6,6	2,6	3,3	20,1	52,1	0,4	1,7	12,7

Таким образом, комплексное изучение содержания и состава ОВ пород и углей позволило наметить несколько общих закономерностей. В процессе катагенеза ОВ как рассеянных, так и концентрированных форм выдерживается принципиально единая схема в его преобразовании, приводящая к обуглероживанию органической массы с потерей гетероэлементов в виде летучих и новообразованию УВ. Однако обуглероживание гумусового ОВ протекает равномерно от стадии к стадии, а аналогичный процесс в сапропелевом ОВ проходит медленнее, и в период проявления ГФН в элементном составе нерастворимого ОВ сохраняется широкая вариация значений углерода и водорода. ОВ, рассеянное в породе как древних, так и молодых отложений, в процессе катагенеза обогащается восстановленными компонентами ( $\beta_{ХБ}$ , масла, УВ) при одновременном сокращении кислых веществ ( $\beta_{ДСБВ}$ , спиртобензольные смолы). Наиболее интенсивная битуминизация ОВ и образование УВ происходят при степени углефикации ОВ, соответствующей углям марок Г и Ж (табл. 4). В этот период образуются преимущественно метаново-нафтеновые УВ с наименьшим количеством нафтеновых колец в молекуле (менее 2) и обогащенные алифатическими цепями (более 12 атомов С).

## Литература

- Аммосов И. И. Литификация и нефтеносность.— В сб. «Петрология углей и парагенез горючих ископаемых». М., «Наука», 1967.
- Вассоевич Н. Б. О стадиях литогенеза нефтематеринских отложений терригенного типа.— В кн. «Вопросы литологии и минералогии осадочных пород». Баку, 1962.
- Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти.— Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.
- Вассоевич Н. Б., Корчагина Ю. И., Лопатин Н. В., Чернышев В. В. Главная фаза нефтеобразования.— Вестн. МГУ, геол., 1969, № 6.
- Вассоевич Н. Б., Корчагина Ю. И., Лопатин Н. В., Гладкова Е. Г., Дымова Н. Л., Аль-Шайбани Х., Чернышев В. В., Фадеева Н. П. Проявление главной фазы нефтеобразования в майкопских глинистых отложениях Западно-Кубанского прогиба.— Нефтегаз. геол. и геофиз., 1971, № 2.
- Вассоевич Н. Б., Высоцкий И. В., Егоров В. А., Корчагина Ю. И., Кривошеева З. А., Соколов Б. А. Геолого-геохимическое обоснование нефтегазоносности Московской синеклизы. ВНИИОЭНГ, 1972.
- Лопатин Н. В. О роли геологического времени в процессах карбонизации каменных углей.— Вестн. МГУ, серия геол., 1969, № 1.
- Неручев С. Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л., «Недра», 1969.
- Тиссо Б. Образование углеводородов при термическом распаде органического вещества. Опыт математического моделирования процесса с помощью ЭВМ.— Изв. АН СССР, серия геол., 1970, № 5.

## СВЯЗЬ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

### СО СТАДИЯМИ КАТАГЕННОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ПОРОД (НА ПРИМЕРЕ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ)

В. Д. НАЛИВКИН, В. В. ИВАНЦОВА, Г. С. КАЛМЫКОВ,  
Г. В. ЛЕБЕДЕВА, Г. П. СВЕРЧКОВ

На молодых плитах СССР, США и в ряде других платформенных регионах выявлена связь между составом залежей и современными температурами недр (Условия формирования..., 1967; Landes, 1967; Наливкин и др., 1969; Анализ влияния..., 1971). При температурах до 100°С встречаются все типы углеводородных скоплений, в интервале 100—150°С распространены главным образом легкие нефти и газоконденсатные залежи, а при еще более высоких температурах — в основном скопления газа. Такое распределение типов углеводородных скоплений связано с непосредственным воздействием тепла как на ход преобразования органического вещества (ОВ) и его генерирующие возможности, так и на преобразование углеводородных систем в ранее сформированных залежах. Во многих районах, в частности в Тимано-Печорской провинции, имеет место несоответствие современных температур и палеотемператур (максимальных). В подобных обстоятельствах для суждения об эволюции теплового режима недр наиболее существенную помощь в настоящее время могут оказать углепетрографические исследования, в том числе метод определения отражательной способности витринита как основного компонента гумусовых углей.

Известно, что стадии преобразованности (углефикации) витринита являются функцией влияния нескольких параметров, из которых ведущее значение принадлежит температурам. В сравнительно спокойных платформенных областях, испытывавших стабильное погружение, где совре-

менные температуры близки к максимальным, установлено соответствие стадий углефикации витринита определенным температурным зонам (Аммосов, 1961, 1968; Вассоевич, 1967, 1969; Конторович и др., 1967; Аммосов, Горшков, 1969; и др.). Так, при температурах до 50° С витринит в глинистых породах «дозревает» до бурогоугольной стадии углефикации (Б), в интервале температур 50—100° С — ориентировочно до длиннопламенной (Д) и газовой (Г) и т. д. Связь преобразованности витринита с глубинами залегания (давлением) менее отчетлива, и если все-таки она наблюдается, то прежде всего это сопряжено с увеличением температур по мере роста глубины. Не исключено, что на преобразованность витринита могли оказывать воздействие длительность его пребывания в тех или иных температурных зонах (Аммосов, 1967; Лопатин 1971), проявления вулканизма и гидротермальной деятельности, литологический состав вмещающих пород и т. д. Но несмотря на это, ориентируясь на преобразованность витринита, можно составить приблизительные суждения о максимальных палеотемпературах. Понятно, что для районов с «охлажденными» недрами карты преобразованности витринита, отражающие наиболее жесткие термобарические условия, существовавшие в прошлом, должны быть важнейшими отправными документами при разном рода генетических построениях и прогнозировании состава углеводородных скоплений.

*Схематические карты катагенеза терригенных отложений.* Подобные карты для Тимано-Печорской провинции построены впервые. В основу их легли определения отражательной способности витринита ( $10R^a$ ), выполненные Г. С. Калмыковым и Н. И. Бабинковой по методике, разработанной в ИГиРГИ под руководством И. И. Аммосова, а также палеогеологические реконструкции и современные структурные планы по разным горизонтam. Учитывая ограниченность экспериментальных данных, карты строили не по стратиграфическим срезам, а в целом по отдельным более или менее однородным комплексам отложений, охарактеризованным достаточным числом непосредственных замеров  $10R^a$ . При отсутствии непосредственных замеров трассирование зон проводилось с учетом данных по  $10R^a$  в выше- и нижележащих отложениях (расчетных точек) и фиксируемой совокупности геологических условий (современные и палеоструктурные планы, мощности, дислоцированность отложений и др.). Естественно, что при таком способе построения карт и обеспеченности их фактическим материалом районирование территории имело смысл проводить с точностью до стадий катагенеза по отражательной способности витринита.

Карты стадий катагенеза по отражательной способности витринита из эйфельских, живецких и франских отложений очень сходны между собой. На большей части Верхнепечорской и Большесынинской впадин витринит достиг коксовой (К) и более высокой стадии преобразования (фиг. 1). Зона К, судя по Юрьяхинской площади, возможно, захватывает прогнутую часть Денисовской впадины. Вероятно, она протягивается также вдоль регионального разлома к северо-западу от Дзеля-Тереховейской площади. К западу, по мере удаления от Урала, стадия углефикации витринита последовательно снижается. Обращает на себя внимание лишь более низкая степень преобразования витринита (Ж) в центральной и южной частях Печорской гряды по сравнению с более западными районами (Мичаю—Ираель), несмотря на более жесткие современные термобарические условия в ее пределах. Эта тенденция прослеживается и в более высоких частях разреза.

Фиг. 4. Схематическая карта стадий катагенеза терригенных отложений Тимано-Печорской провинции по отражательной способности витринита угольных включений. Франский ярус (составили Г. С. Калмыков, Г. П. Сверчков, В. В. Иванцова, Т. И. Кушнарева, Л. И. Филиппова)

Стадии катагенеза:

1 — нулевая (буроугольная), 67—70 единиц  $10R^a$ ;

2 — первая (длиннопламенная), 71—77 единиц  $10R^a$ ;

3 — вторая (газовая), 78—84 единицы  $10R^a$ ;

4 — третья (жирная), 85—90 единиц  $10R^a$ ;

5 — четвертая (коксовая и выше), 95—100 единиц  $10R^a$  и более.

Замеры ОС витринита:

6 — в данном комплексе отложений;

7 — в соседних комплексах (расчетные данные). Проявления нефти и газа в данном комплексе отложений;

8 — нефтяные залежи;

9 — газовые и газоконденсатные залежи;

10 — газонефтяные залежи;

11 — значительные проявления нефти;

12 — значительные проявления газа;

13 — значительные проявления нефти и газа;

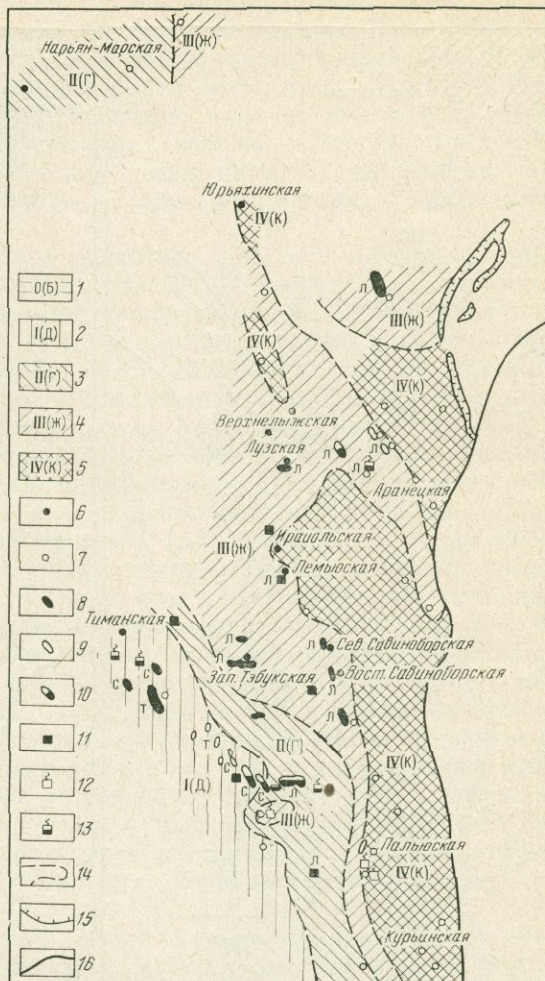
14 — границы зон с разными стадиями катагенеза;

15 — границы современного распространения комплекса;

16 — границы складчатого Урала.

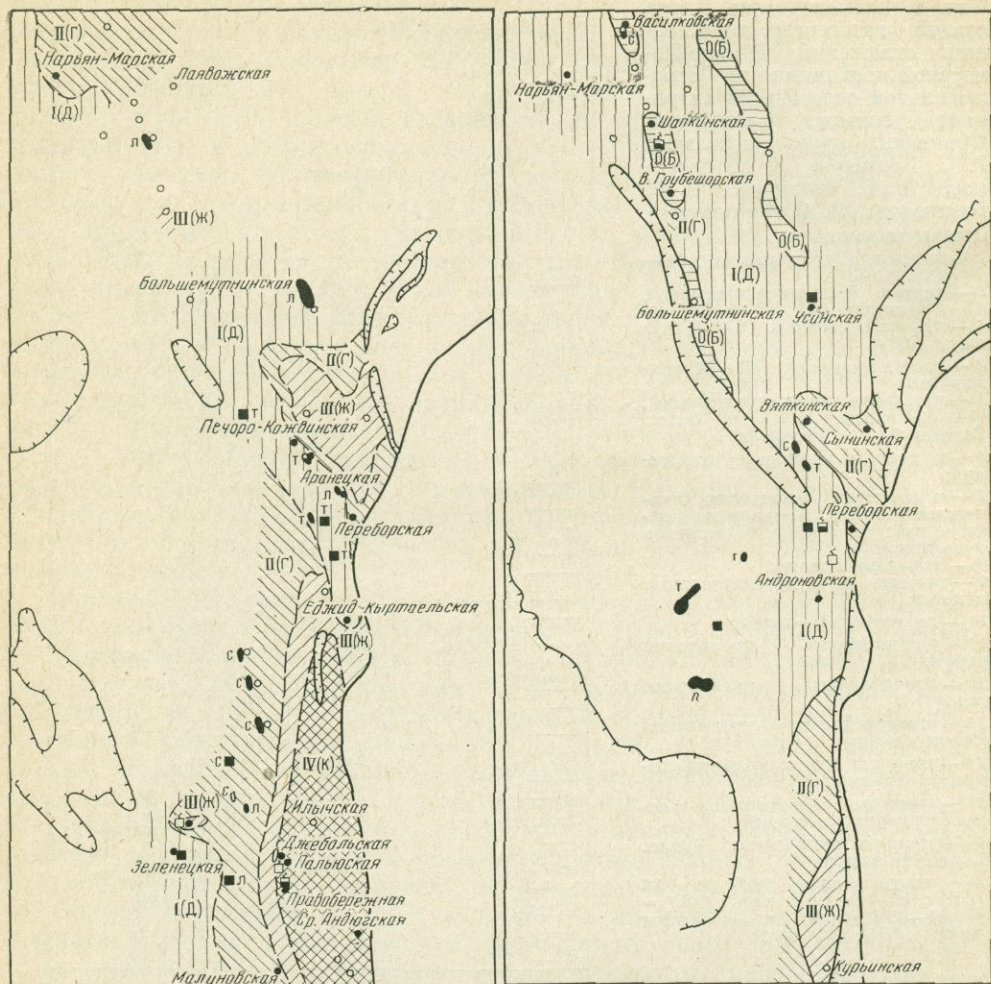
Буквы на схеме:

л — легкие нефти ( $d_4^{20}$  до 0,86 г/см<sup>3</sup>); с — средние нефти ( $d_4^{20} = 0,86—0,90$  г/см<sup>3</sup>); т — тяжелые нефти ( $d_4^{20} > 0,90$  г/см<sup>3</sup>)



В вышележащих отложениях степень преобразования витринита значительно уменьшается. В отложениях нижнего карбона (фиг. 2) зона К развита только в Верхнепечорской впадине, а в верхнепермских породах (фиг. 3) она, по-видимому, всюду отсутствует. На севере, в пределах наиболее приподнятых частей Печорской гряды и, вероятно, Усно-Колвинского мегавала, степень преобразования витринита в верхней перми снижается до стадии Б, в море она, видимо, повысится, так как мощность послепермских отложений резко возрастает.

Условия генерации жидких и газообразных углеводородов. Наблюдения над природными объектами и расчеты показывают, что генерация жидких углеводородов (УВ) в заметных количествах наступает при достижении витринитом средней длиннопламенной стадии преобразования. Максимум активности этого процесса, при котором происходит формирование основных скоплений нефти, отвечает газовой и жирной стадиям (главной фазе нефтеобразования, по Н. Б. Вассоевичу). Процессы



Фиг. 2. Схематическая карта стадий катагенеза терригенных отложений Тимано-Печорской провинции по отражательной способности витринита угольных включений. Турнейский и визейский ярусы (составили Г. С. Калмыков, Г. П. Сверчков, В. В. Иванцова, Т. И. Кушнарера, Л. И. Филиппова)

Условные обозначения см. фиг. 1

Фиг. 3. Схематическая карта стадий катагенеза терригенных отложений Тимано-Печорской провинции по отражательной способности витринита угольных включений. Верхняя пермь (составили Г. С. Калмыков, Г. П. Сверчков, В. В. Иванцова, Т. И. Кушнарера, Л. И. Филиппова)

Условные обозначения см. фиг. 1

газообразования начинают протекать со стадии Б и со значительной интенсивностью могут продолжаться при высоких уровнях преобразования ОВ после завершения главной фазы нефтеобразования.

С рассматриваемых позиций в терригенных девонских и нижележащих отложениях благоприятные предпосылки для образования нефти и газа существовали почти на всей территории Тимано-Печорской провин-

ции. В образованиях карбона и предположительно нижней перми принципиальная возможность генерации жидких УВ (стадии  $D_2$  и выше) и тем более газообразных имелась на большей части территории. В отложениях верхней перми образование нефти могло происходить в основном в зоне Предуральского прогиба. Однако если оценивать возможные масштабы этих процессов в образованиях карбона и перми, то следует признать, что высокой активности они могли достигать на сравнительно ограниченной площади, где витринит находится на стадиях Г, Ж и выше (см. фиг. 2, 3).

Для более полного суждения о масштабах нефте- и газообразования, помимо данных о степени преобразованности ОВ, необходимо располагать сведениями о его генетическом типе, концентрациях в глинистых и глинисто-карбонатных толщах и т. д. По имеющимся предварительным данным, доля сапропелевого материала в терригенных отложениях карбона и перми значительно ниже, чем в девонских отложениях, и с этой точки зрения условия нефтеобразования в них существенно ухудшаются.

*Связь стадий преобразования витринита с составом залежей.* В Тимано-Печорской провинции не проявляются характерные зависимости между составом залежей и современными температурами, прослеживаемые в «прогретых» платформенных районах СССР и за рубежом. Это обусловлено тем, что современные температуры во вскрытых частях разреза здесь не превышают  $85^\circ\text{C}$ , а при таких значениях возможно существование всех типов первичных и вторичных скоплений УВ. Во всех стратиграфических подразделениях, исключая терригенные отложения девона, различные по составу залежи (от тяжелых до легких нефтей, газовые и газоконденсатные) пространственно не связаны с какими-либо определенными термобарическими обстановками, т. е. современные температуры и давления не определяют в них тип углеводородных скоплений. Отмечается лишь слабо выраженная тенденция к возрастанию доли легких и средних (по плотности) нефтей с увеличением глубин залегания залежей, а также фиксируется отсутствие газоконденсатных залежей на небольших глубинах (в силу распада газоконденсатных систем).

В терригенном девоне весьма четко выделяются две совокупности залежей: одна в интервале температур  $50\text{--}85^\circ\text{C}$  и давлений  $190\text{--}360\text{ ат}$ , состоящая из залежей легких нефтей и газоконденсатных скоплений, другая в интервале температур до  $50^\circ\text{C}$  и давлений  $4\text{--}150\text{ ат}$ , заключающая все типы углеводородных скоплений. Первая совокупность залежей в других «прогретых» районах характерна для зон с температурами  $100\text{--}150^\circ\text{C}$ , вторая — для зон с более низкими температурами.

В связи с этим возникает вопрос: не обусловлено ли подобное разделение залежей по составу воздействием более высоких температур, некогда существовавших в недрах Тимано-Печорской провинции?

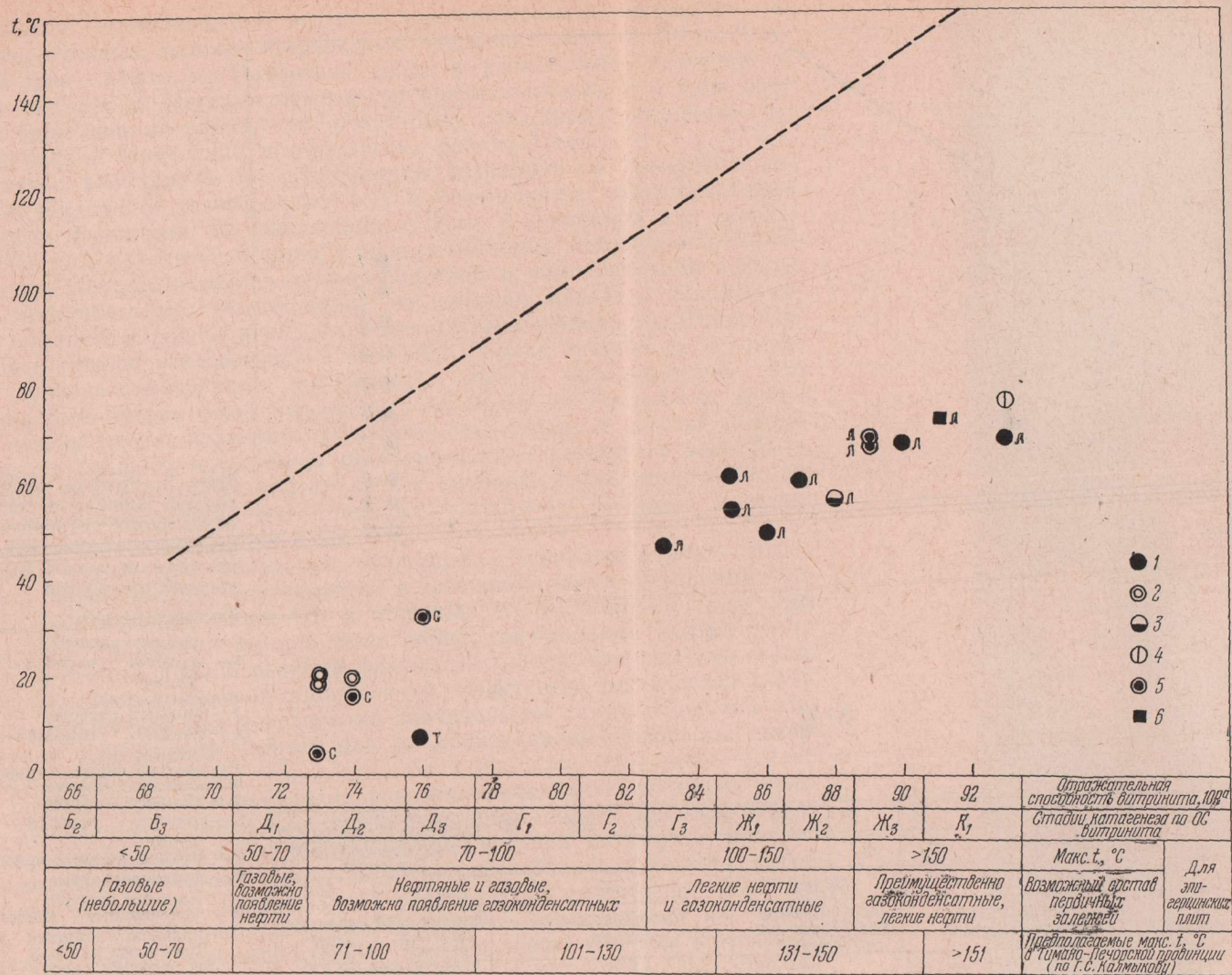
Для выяснения этого обстоятельства были составлены графики (фиг. 4, 5), на которых учтены все залежи, охарактеризованные непосредственными замерами (или весьма надежными расчетными их значениями)  $10R^a$  во вмещающих толщах и современными температурами. На этих графиках пунктиром показана также условная линия, которая отражает общий ход нарастания температур с увеличением стадий преобразования витринита на эпигерцинских плитах. Сравнивая с ней данные по Тимано-Печорской провинции, видим, что разрыв современных и максимальных палеотемператур в терригенном девоне (см. фиг. 4)

составляет 50—60° С и более. Особенно большое несоответствие (более 100° С), по-видимому, наблюдается в южной части Верхнепечорской впадины, где при сравнительно низких современных температурах (50—60° С) витринит должен достигать, судя по замерам в вышележащих отложениях, коксовой и более высоких стадий преобразования. Рассматривая зависимость состава залежей в терригенном девоне от стадий углефикации витринита, отображающих порядок максимальных температур, которые воздействовали на залежи и породы, нетрудно заметить, что данные по нефтегазозности здесь находятся почти в полном соответствии с метаморфической и температурной зональностью, установленной в районах с широким спектром современных температур. В зоне К распространены преимущественно газоконденсатные и газовые залежи (см. фиг. 1, 4)<sup>1</sup>. В зоне Ж, где температуры превышали 100° С, во всех без исключения случаях распространены скопления легких нефтей и газоконденсатные залежи. В районах с более низкими стадиями преобразования витринита состав залежей становится более разнообразным. Основная масса встречающихся в зоне Г легких нефтей (Нижняя Омра и др.) скорее всего, как это объясняет Б. Я. Вассерман, поступала из примыкающих с востока погруженных участков, но в то же время сейчас нет оснований отрицать участие в их образовании силурийских и более древних толщ. В зоне Д наряду с газовыми залежами весьма широко распространены скопления средних и тяжелых по плотности нефтей. Последние развиты на небольших глубинах, и на формировании их несомненно отразились процессы гипергенеза.

В наддоманиковых отложениях современные температуры более хаотичны (бессистемны) по сравнению с предполагаемыми максимальными температурами, чем в терригенном девоне, что прежде всего обусловлено разной раскрытостью структурных зон (резкими колебаниями в глубине эрозионных срезов и т. д.). Отметим, что наиболее близкие современные и максимальные температуры (разрыв 10—30° С) фиксируются в северной части Денисовской впадины, характеризующейся относительно устойчивым погружением в палеозое и мезозое, а наиболее резкий контраст (разрыв более 100° С) их отмечается в южной части Верхнепечорской впадины.

В отличие от терригенного девона в вышележащих отложениях отчетливых связей между составом залежей и стадиями преобразования витринита не наблюдается (см. фиг. 2, 3, 5). Легкие нефти здесь распространены в зонах как с высокой преобразованностью, так и со сравнительно низкой (Д, Г<sub>2</sub>), недостаточной для формирования облегченного типа нефтей на месторождениях и в прилегающих впадинах. Но во всех случаях площади их распространения находятся в пределах зон, где преобразование витринита в нижележащих отложениях, в частности в терригенном девоне, достигает высоких стадий. Кроме того, имеют место случаи нахождения скоплений нефти в обстановках, где образование их происходить не могло (Шапкино, Василково). Все это косвенно свидетельствует о перераспределении нефтей и, очевидно, газов по разрезу. В известной мере с этим согласуется и некоторая преемственность характера нефтегазозности каменноугольных и пермских отложений от нефтегазозности девонского комплекса. Так, в Верхнепечор-

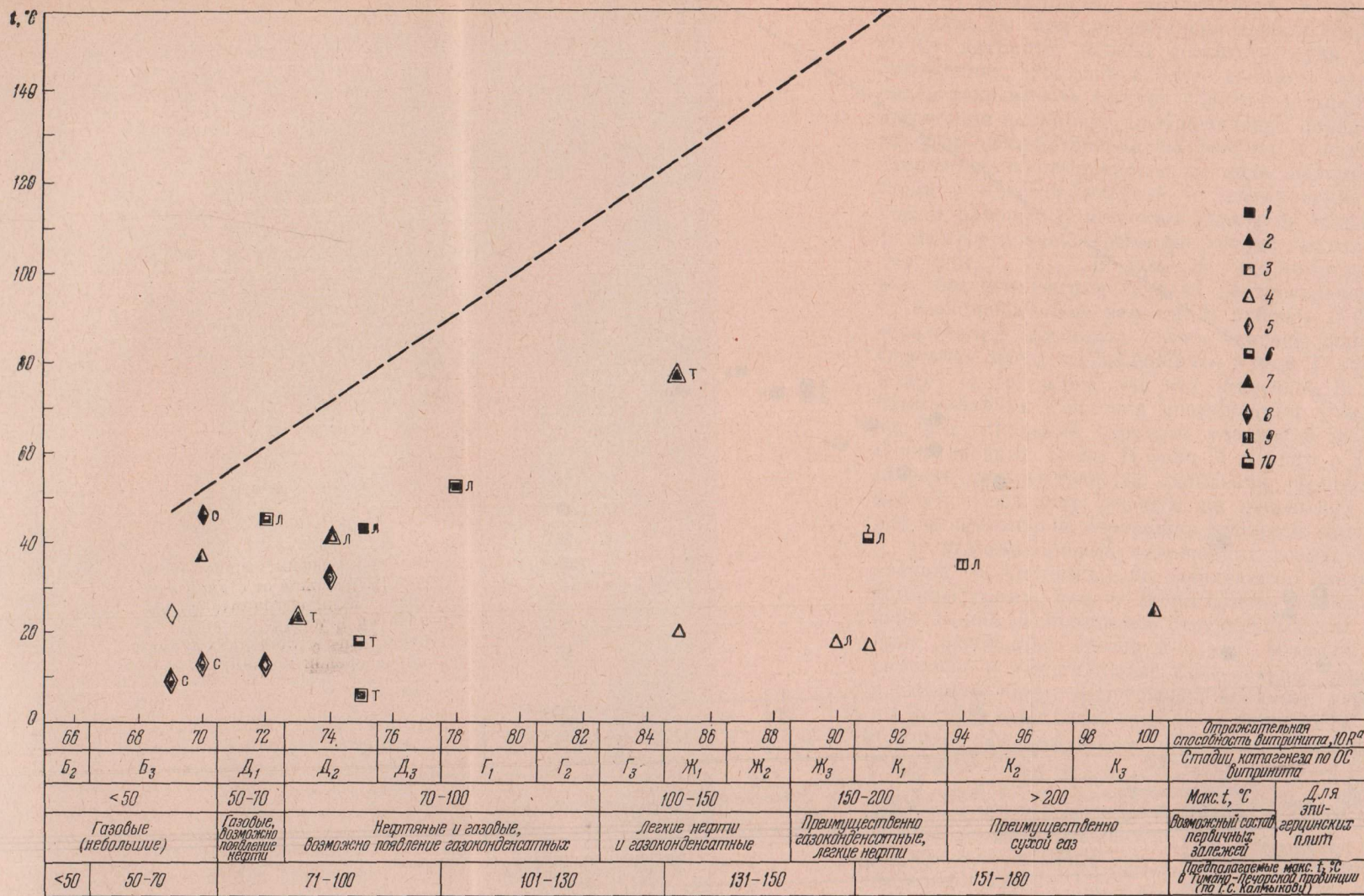
<sup>1</sup> Появление нефтяной залежи в живетском ярусе на площади Мичаю, вероятно, связано с перетоком нефти из прилегающих более погруженных ловушек в послепалеозойское время.



Фиг. 4. График зависимости состава залежей от стадий преобразования витринита и температур в среднедевонских и пашийских отложениях Тимано-Печорской провинции

Залежи:

- 1 — нефтяные;
- 2 — газовые (стадия преобразования витринита определена по расчету);
- 3 — газонефтяные;
- 4 — газоконденсатные;
- 5 — нефтяная (стадия преобразования витринита определена по расчету);
- 6 — значительное нефтепроявление



Фиг. 5. График зависимости состава залежей от стадий преобразования витринита и температур в отложениях карбона, перми и триаса Тимано-Печорской провинции

Нефтяные залежи:

- 1 — нижнего карбона;
- 2 — верхнего карбона — нижней перми;
- 3 — нижнего карбона;
- 4 — среднего карбона — нижней перми;
- 5 — верхней перми — триаса;
- 6 — газонефтяные залежи нижнего карбона;
- 7 — среднего карбона — нижней перми;
- 8 — верхней перми — триаса;
- 9 — газоконденсатные залежи нижнего карбона;
- 10 — интенсивные нефтегазопоявления в нижнем карбоне. Двойными знаками обозначены залежи нефти и газа, для которых отражательная способность витринита определена по расчету

ской впадине, отличающейся высоким преобразованием витринита, во всех продуктивных толщах преобладают скопления газа, в Тэбук-Пашинской зоне — нефти, на Печорской гряде в равной мере встречаются нефть и газ и т. д. Местами намечается преемственность и в типе нефтей, но чаще она не видна, что может быть следствием вторичных изменений нефтей (окисление, потери легких фракций и пр.).

Вместе с тем данные по углефикации витринита не исключают генерацию жидких и газообразных УВ в большинстве наддоманиковых комплексов провинции. Но независимо от того, в первичном или вторичном залегании находятся залежи в наддоманиковых отложениях, состав их в целом не противоречит метаморфической и температурной зональности. Единственным существенным отклонением является залежь тяжелой нефти в нижнепермских карбонатных отложениях на Южно-Сытинской площади, находящаяся в зоне Ж<sub>1</sub>. Однако и здесь по совокупности физико-химических показателей можно предполагать, что первоначально нефть была легкой и утяжеление ее произошло вследствие потери легких фракций. Подобные отклонения в составе нефтей в толщах с сильным катагенным преобразованием витринита могут быть весьма частым явлением, особенно в тех случаях, когда вмещающие их толщи после воздействия максимальных температур попали в сферу проявления гипергенных процессов.

*Связь стадий преобразования витринита с составом нефтей.* Исходный облик нефтей определяется в основном двумя факторами: исходным генетическим типом ОВ и степенью его катагенного преобразования. При наличии тесной связи между различными показателями свойств и состава нефтей и этими факторами можно предполагать строго сингенетичные условия залегания нефтей. Отсутствие такой связи должно рассматриваться как указание на значительное латеральное или вертикальное перемещение нефтей или на происходившие процессы гипергенеза и дифференциации.

В соответствии с фаціальными условиями осадконакопления в девонских отложениях Тимано-Печорской провинции развит преимущественно сапропелевый тип ОВ с подчиненным участием витринита, а в вышележащих терригенных толщах — преимущественно гумусовый с преобладанием витринита. Поэтому следует ожидать, по крайней мере для толщ девонского возраста, что основным фактором, влияющим на состав первичных нефтей, является степень преобразования ОВ. Как показывают материалы по Западной Сибири (Наливкин и др., 1967), для сингенетичных нефтей и нефтей, испытавших незначительную латеральную миграцию, связь различных параметров состава нефтей с преобразованием ОВ вмещающих толщ намечается достаточно уверенно.

Рассмотрение взаимосвязи между стадиями преобразования витринита и составом нефтей Тимано-Печорской провинции по серии показателей, отражающих не только состав, но и степень превращенности нефтей, позволило установить следующее.

Плотность нефтей и в меньшей мере содержание асфальтово-смолистых компонентов в них с увеличением степени углефикации витринита ( $10R^a$ ) испытывают тенденцию к снижению. Количество парафинов и серы в нефтях, а также выход фракций до  $300^\circ\text{C}$  с величиной  $10R^a$  связи не обнаруживают. В распределении серы намечается зональность, подчиненная возрастному признаку: в зону с высоким содержанием серы (свыше 0,9%) попали фаменские и вышележащие нефти и некоторые нефти живецкого яруса Ухта-Ижемского района.

Содержание ароматических УВ в составе бензинов в нефтях в целом не связано с величиной  $10R^a$ , однако при рассмотрении материала по каждому выделенному возрастному подразделению, особенно в нефтях фаменского и франского ярусов, наблюдается явная тенденция к возрастанию ароматических УВ с увеличением преобразования витринита во вмещающих толщах.

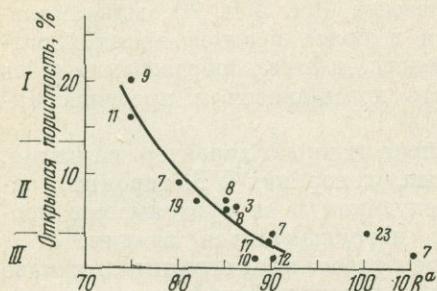
Состав фракций нефтей, кипящих выше  $350^\circ\text{C}$ , от величины  $10R^a$  не зависит. Только в нефтях эйфельского и живетского ярусов происходит снижение цикличности метаново-нафтеновых УВ ( $K_n$ ) в этих фракциях с ростом  $10R^a$ .

Таким образом, рассмотренный материал указывает на отсутствие четких связей между составом нефтей и стадиями катагенеза вмещающих пород. Это в свою очередь дает основание считать, что либо в основной массе нефти Тимано-Печорской провинции находятся в не свойственной для их образования обстановке, т. е. испытали значительную латеральную и вертикальную миграцию, либо их первичный состав искажен вторичными процессами дифференциации и гипергенеза. В частности, влияние гипергенных процессов, вероятно, сказалось на отсутствии или нечетком проявлении зависимости между содержанием асфальтенов, парафинов, серы, углеводородным составом высококипящей части нефти (наиболее подверженной процессам окисления и осернения) и стадиями катагенного преобразования пород.

*Связь стадий преобразования витринита с физическими свойствами и составом глинистых пород.* В глинистых палеозойских отложениях Тимано-Печорской провинции нами установлено два типа катагенетической зональности. Основными параметрами для определения зональности первого типа являются открытая пористость глинистых пород, степень их размокания в воде и характер микротрещиноватости. Гипсометрическое положение зон (пластичных, уплотненных и аргиллитоподобных глин) лучше коррелируется с максимальной глубиной погружения отложений, чем с температурой.

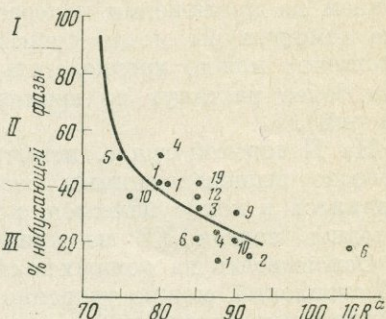
Зональность второго типа выделяется на основании минерального состава глинистых пород и в первую очередь на основании содержания набухающей фазы в смешанослойных монтмориллонит-гидрослюдистых минералах. Глубины границ между зонами (первичных ассоциаций, переходная и катагенетически измененных минералов) в большей мере, судя по материалам изучения Западной Сибири и отчасти Тимано-Печорской провинции, зависят от геотермического режима (от максимальных температур), чем от максимальных глубин погружения отложений.

Сопоставление отражательной способности витринита с открытой пористостью глинистых пород и с процентом набухающей фазы в смешанослойных монтмориллонит-гидрослюдистых минералах проводилось путем построения соответствующих графиков (фиг. 6, 7), на которых показано положение границ между зонами катагенеза. На обоих графиках наблюдается довольно четкая обратная связь между рассматриваемыми показателями. Однако сравнительно широкий разброс точек и их ограниченное количество не позволяют уверенно сказать, с какой из характеристик глинистых пород — физическим состоянием или минеральным составом — теснее связана отражательная способность витринита. Значительный разброс точек, возможно, обусловлен методическим недостатком построенных графиков, заключающимся в том, что составление проводилось не «образец в образец», а с привлечением расчетных точек  $10R^a$



Фиг. 6. Зависимость между отражательной способностью витринита ( $10R^a$ ) и открытой пористостью глинистых пород (%)

I — зона набухающих и пластичных глин с субпараллельными извилистыми микротрещинами; II — зона уплотненных глин с различными типами микротрещин; III — зона аргиллитоподобных глин с хаотичными, пересекающимися микротрещинами (цифры около точек показывают число определений открытой пористости)



Фиг. 7. Зависимость между отражательной способностью витринита ( $10R^a$ ) и процентом набухающей фазы в смешанослойных монтмориллонит-гидрослюдистых минералах

I — зона первичных ассоциаций глинистых минералов; II — переходная зона; III — зона эпигенетически измененных глинистых минералов (цифры около точек показывают число рентгеновских анализов минерального состава)

и рассмотренных выше карт катагенеза терригенных отложений. Но независимо от некоторой условности полученные результаты позволяют надеяться, что по отражательной способности витринита можно будет судить о физическом состоянии и минеральном составе глинистых пород, т. е. получать важные сведения для оценки качества глинистых пород с точки зрения их экраняющих свойств.

*О формировании месторождений нефти и газа на основе данных о стадиях преобразования витринита.* Факт несоответствия современных температур максимальным их значениям можно считать бесспорным, хотя величина этого разрыва нуждается еще в уточнении. Важно знать и другое: когда существовали максимальные температуры в палеозойских толщах?

При прочих равных условиях естественно ожидать, что наивысшие температуры могли быть в эпохи наибольшего погружения отложений. Судя по истории развития, максимальное погружение палеозойских толщ в Верхнепечорской, Большесынинской впадинах, в Омра-Сойвенском и некоторых других районах (фиг. 8) приходилось на конец палеозоя — начало мезозоя. С этой эпохой к тому же связано возникновение складчатого Урала, сопровождавшееся активизацией магматической деятельности, и вероятно, прогревом недр. Поэтому можно полагать, что именно в это время в указанных районах существовали наивысшие температуры. Если это было действительно так, то конечный этап формирования первичных залежей в палеозойских отложениях здесь следует связывать с концом палеозоя — началом мезозоя. Состав образовавшихся ранее скоплений УВ и вновь генерируемых в это время был приведен в соответствие с термобарическими условиями, зафиксированными ныне в стадиях преобразования витринита.

В Печорской, Денисовской, Хорейверской впадинах, на Усино-Колвинском мегавале, характеризующихся в целом последовательным погружением на протяжении палеозоя и в мезозое (см. фиг. 8), максимальные температуры могли существовать и в более позднее время. Соответственно можно предполагать, что процесс нефтегазообразования здесь был более растянут во времени (вплоть до кайнозоя в пределах акваторий).

На Печорской гряде, испытавшей инверсионный характер развития, согласно вышеизложенным соображениям, генерация УВ, вероятно, закончилась в конце палеозоя, но в последующем в ее пределы мог происходить подток УВ из прилегающих погружающихся впадин.

Основываясь на данных по стадиям преобразования витринита и составе УВ скоплений, можно уверенно говорить о первичной нефтегазоносности терригенных отложений девона. Природа УВ в вышележащих отложениях на базе рассматриваемого материала не поддается однозначному толкованию. Но в ряде случаев обнаруженные залежи (легкие нефти в зонах с невысокой преобразованностью витринита, нефти в верхнепермских отложениях на севере провинции) можно считать вторичными по отношению к вмещающим отложениям, возникшими вследствие проявления процессов вертикальной миграции.

*Прогноз возможного состава залежей в Тимано-Печорской провинции по степени углефикации витринита.* Характеризуя нефтегазоносность крупных структурных элементов, прежде всего необходимо подчеркнуть, что по степени преобразования витринита мы в состоянии судить только о возможном составе скоплений УВ, а само присутствие залежей того или иного типа (из числа возможных) будет зависеть от наличия необходимых предпосылок для генерации, аккумуляции и сохранности соответствующих групп УВ.

Исходя из степени преобразования витринита в отложениях девона, карбона и нижней перми Верхнепечорской впадины, следует ожидать преимущественно газоконденсатные и газовые залежи, причем последние, вероятно, более характерны для низов разреза, где витринит должен иметь очень высокую преобразованность.

В Большесынинской впадине девон также, вероятно, будет преимущественно газоносным, а в вышележащих отложениях наряду с газовыми (газоконденсатными) залежами возможно появление легких нефтей (при наличии условий для их сохранности).

На Печорской гряде могут быть распространены нефти разных типов, газоконденсатные и газовые залежи. При этом легкие нефти и газоконденсатные залежи должны быть более свойственны девону. Аналогичный характер нефтегазоносности, по-видимому, присущ Усино-Колвинскому мегавалу.

Определенная оценка Денисовской впадины из-за отсутствия данных по отражательной способности витринита весьма затруднительна. Если зона К по девонским отложениям захватит эту впадину, то в них здесь должны встречаться преимущественно скопления газа и газоконденсата, а в вышележащих — легкие нефти, газовые и газоконденсатные залежи. В случае более низкого преобразования витринита по характеру нефтегазоносности Денисовская впадина может быть сходна с Печорской грядой.

По остальным слабо изученным районам в связи с отсутствием материала по преобразованности витринита даже самую общую оценку дать невозможно.



Определяя возможный состав залежей, мы исходили в основном из термобарических условий, существовавших в каждом из комплексов в период их максимального погружения. В действительности же могут быть значительные отклонения вследствие вертикального и латерального перераспределения флюидов и их вторичных изменений. Так, газовые залежи, образовавшиеся за счет вертикального подтока газа из зон с сильно преобразованным витринитом, могут быть широко распространены в газоконденсатно-нефтяной зоне. При неглубоком современном залегании продуктивных комплексов с витринитом на стадиях Б<sub>3</sub> и Ж газоконденсатные залежи будут отсутствовать, а нефти — утяжеляться, и чем сильнее сейчас или в прошлом были раскрыты недра (отсутствие надежных покрышек, инфильтрационные промывы и т. д.), тем глубже будут протекать вторичные изменения. Понятно, что более строгая и точная оценка характера нефтегазоносности районов возможна лишь при учете всей совокупности геолого-геохимических условий в каждом из них.

### Литература

- Аммосов И. И. Стадии изменения осадочных пород и парагенетические отношения горючих ископаемых.— Сов. геол., 1961, № 4.
- Аммосов И. И. Литификация и нефтеносность.— В сб. «Петрология углей и парагенез горючих ископаемых». М., «Наука», 1967.
- Аммосов И. И. Палеотемпература и нефтеносность.— Труды ИГиРГИ, 1968, вып. 4.
- Аммосов И. И., Горшков В. И. Взаимосвязь катагенеза и нефтегазоносности отложений Западно-Сибирской низменности.— В сб. «Рассеянные включения угля в осадочных породах». М., «Наука», 1969.
- Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа (на примере платформенных областей).— Труды ВНИГРИ, 1971, вып. 295.
- Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти.— Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.
- Вассоевич Н. Б., Корчагина Ю. И., Лопатин Н. В., Чернышев В. В. Главная фаза нефтеобразования.— Вестн. МГУ, геол., 1969, № 6.
- Конторович А. Э., Бабина Н. М. и др. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности.— Труды СНИИГГИМС, 1967, вып. 50.
- Лопатин Н. В. Температура и геологическое время как факторы углефикации.— Изв. АН СССР, серия геол., 1971, № 3.
- Наливкин В. Д., Сверчков Г. П. и др. Роль процессов преобразования органического вещества и нефтей в распределении нефтяных и газовых залежей Западной Сибири.— Геол. нефти и газа, 1969, № 9.
- Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа (на примере Западно-Сибирской и других эпигерцинских плит СССР). Л., «Недра», 1967.
- Landes K. K. Eometamorphism and oil and gas in time and space.— Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologist, 1967, 51, N 6.

## ДОКЕМБРИЙСКИЙ ОСАДОЧНО-МЕТАМОРФИЧЕСКИЙ ФУНДАМЕНТ КАК ОДИН ИЗ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

А. В. СИДОРЕНКО, СВ. А. СИДОРЕНКО

Результаты литологических исследований докембрийских метаморфических комплексов за последние 10—15 лет, а также обобщение многочисленных литературных источников о древнейших осадочно-метаморфических породах щитов приводят к выводу, что, несмотря на те иногда глубокие изменения, которые несет метаморфизм, первичная порода сохраняет достаточное число исходных признаков структур и текстур, отдельных минералов, химического и изотопного состава пород, на основании которых можно судить об их первоначальном составе, условиях седиментогенеза и делать палеофациальные и палеогеографические реконструкции (Сидоренко, Лунева, 1961; Сидоренко, 1963). Все это показывает, что в докембрии, начиная с архея, были широко развиты процессы осадконакопления в основном всех известных типов осадочных горных пород, что докембрийский фундамент сложен преимущественно осадочными, в той или иной степени метаморфизованными горными породами с подчиненными им интрузиями магматических пород, что основные геологические процессы в докембрии развивались по тем же ведущим принципам, что и в фанерозое. Исходя из этого было обосновано положение о едином историко-геологическом, эволюционно усложняющемся принципе развития земной коры от докембрия через весь фанерозой до современных периодов (Сидоренко, 1969). Этот принципиально новый подход к изучению докембрия дает возможность по-иному смотреть и на основные принципы развития жизни на Земле.

В настоящее время накоплен обширный материал о древнейших первично-осадочных горных породах различного состава с абсолютным возрастом до 3 млрд. лет и более, несущих следы жизни и признаки осадочных пород. Это гнейсы и кристаллические сланцы кольской серии Балтийского щита, гнейсы Украинского и Алданского щитов, многочисленные кристаллические сланцы, гранулиты, гнейсы Индии, углеродсодержащие сланцы Южной Африки, Канадского и Либерийского щитов. Достаточно полная сводка их приведена в работе Ранкамы (Rankama, 1970).

Большинство исследователей осадочно-метаморфических комплексов докембрия, опирающихся на бесспорно установленные факты, а не руководствующихся только некоторыми традиционными представлениями об «исклucительности» допалеозоя, особенно архея, признают, что живое вещество существовало уже на ранних этапах развития земной коры. Этому имеется ряд достаточно прямых и косвенных доказательств.

В архейских щитах, несмотря на их значительный возраст и метаморфизм, описано немало метаморфических пород, формировавшихся в таких условиях гипергенеза и осадконакопления, которые могут быть только при значительном развитии жизни. Даже подчас фрагментарные сведения о горных породах архея, восстановленные на основе перевода метаморфических пород в свои осадочные аналоги, показывают, что уже в наиболее древних осадочно-метаморфических комплексах встречаются горные породы, ассоциации минералов и химических элементов, прямо или косвенно обязанные своим происхождением только живому

веществу (древнейшие продукты выветривания, органогенные осадки и т. п.) (Сидоренко и др., 1971).

Имеются и прямые следы живого вещества — породы, являющиеся продуктами жизнедеятельности организмов; существуют также породы, несущие остатки живого вещества в виде обугленных, графитизированных частиц или даже целых пластов и слоев, обогащенных элементарным углеродом. С тех пор как В. И. Вернадский (1965) поднял проблему роли живого вещества в геологических процессах и привел первые данные о следах древней жизни уже в архее, накоплено столько данных по этой проблеме, что теперь это может считаться бесспорно установленной закономерностью (Виноградов, 1964, 1972). Установлена также и определенная закономерность приуроченности биогенного углеродсодержащего вещества к определенным типам первично-терригенно-глинистых пород. Имеется обширная литература о древнейших органических остатках в докембрии, в том числе с возрастом более 3 млрд. лет.

Представления о древности живого вещества в земной коре хорошо согласуются также с результатами исследований метеоритов и межзвездного пространства, достигнутыми в последние годы. Обнаруженные в так называемых углистых метеоритах органические соединения, подобные аминокислотам, порфиринам, объясняются как результат абиогенного синтеза из углерода, кислорода, водорода, азота, воды под влиянием космического облучения, «солнечного ветра». Если исходить из гипотезы метеорного образования Земли, то уже в догеологическое время на поверхности Земли благодаря космическим облучениям возможен был абиогенный синтез сложных органических соединений, на фоне которых более 3,5 млрд. лет назад возникла жизнь, начала формироваться биосфера. Образование атмосферы Земли с ее азотовым экраном прекратило абиогенный синтез углеродных соединений. Его сменил биогенный синтез (Виноградов, 1964, 1972). Вот почему уже в раннем докембрии мы видим следы воздействия на геологические процессы живого вещества — самих организмов, продуктов их жизнедеятельности и органических соединений.

Несмотря на то что древние организмы были представлены преимущественно простейшими организмами — растениями, нитевидными водорослями и биогенными образованиями неопределенного происхождения, геологическая роль древних микроорганизмов и их влияние на минеральную часть земной коры значительно больше, чем высокоорганизованных форм жизни (Келлер, 1962). Относительная бедность докембрийской фауны объясняется, вероятно, не столько бедностью ее развития, сколько отсутствием у древнейших организмов твердых, хорошо сохраняющихся в ископаемом состоянии скелетов. Отсутствие в образованиях архея и нижнего протерозоя отпечатков и скелетов фауны и флоры ни в какой мере не должно означать безжизненность этих периодов, ибо главным признаком жизни являются не скелетные остатки, а белковые тела, которые оставили органогенный углерод еще на ранних этапах развития Земли. Появление в верхах протерозоя и особенно в нижнем палеозое сравнительно высокоорганизованных форм является еще одним косвенным доказательством, что еще в раннем архее существовали низкоорганизованные формы жизни, которые оставили свои следы в виде главного доказательства жизни — биогенного углерода.

По-видимому, наиболее древними известными геологии формами живого вещества являются микроорганизмы из графитсодержащих глинистых сланцев и роговиков свиты Фиг-Три (абсолютный возраст

3,1 млрд. лет), и также обогащенные графитом карбонатные сланцы и кремнистые аргиллиты свиты Онфервахт (абсолютный возраст 3,2 млрд. лет) в Южной Африке. В них обнаружены сфероидальные и нитевидные структуры, установлены высокомолекулярные нормальные и изопреноидные алканы, включая пристан и фитан, олефины, аминокислоты, ароматический кероген. Исследования образцов этих пород, выполненные во ВНИГНИ, установили в них следы полициклического углеводорода.

Наиболее широко представленным бесспорным остатком живого вещества в докембрии являются различные накопления элементарного углерода в виде графита, графитоида.

Анализ многочисленной литературы о докембрии и наши исследования показывают, что на всех шитах мира и во многих геологических комплексах докембрия встречаются осадочно-метаморфические породы, содержащие большее или меньшее количество элементарного углерода в виде графита, графитоида, шунгита и другого графитоподобного вещества. Минералогически оно еще мало изучено.

Графитовое вещество часто встречается в виде тонкораспыленной примеси в различного рода кристаллических сланцах, бывших изначально терригенно-глинистыми осадками, реже образует самостоятельные графитовые прослои, пласты и даже целые графитоносные толщи. Литологические исследования пород, содержащих графитовое вещество, фациальные и палеогеографические условия их формирования показывают, что это были первично-глинистые, глинисто-песчаные или даже углистые накопления, формировавшиеся в замкнутых бассейнах. Известны также самостоятельные накопления графитовых сланцев, местами дающих промышленные образования графитов. Сейчас можно считать бесспорным, что и в архее и в протерозое были осадочные формации, настолько обогащенные органическим веществом, что их можно рассматривать как древние метаморфизованные аналоги угленосных или нефтематеринских формаций фанерозоя. Видовой состав организмов, слагающих эти толщи, был, вероятно, иным, нежели в фанерозое.

Многочисленные исследования, проведенные нами, а также литературные данные свидетельствуют, что содержание элементарного углерода изменяется в широких пределах. В виде примесей в породах оно колеблется от 0,005% до десятых долей и даже целого процента, а в отдельных горизонтах достигает даже десятков процентов. Есть графитовые горизонты с содержанием элементарного С до 98%. Если отбросить эти завышенные содержания, свойственные сплошным углистым горизонтам, то пределы колебаний составляют от 0,05 до 2,5%, а среднее содержание близко к 0,5—0,8%. Таким образом, содержание элементарного углерода в осадочно-метаморфических толщах докембрия сопоставимо с распространенностью органического углерода в целом как в основных типах пород в толщах фанерозоя, так и в современных геологических осадках. По крайней мере это величины того же порядка (А. В. Сидоренко, Св. А. Сидоренко, 1968).

Учитывая значительное распространение осадочно-метаморфических отложений как по площади, так и во времени, которое приходится на докембрийские периоды, можно сделать и другой не менее важный вывод: общее количество элементарного углерода, в разной степени метаморфизованного и захороненного в докембрийских осадочно-метаморфических толщах, значительно превышает массу органического вещества, захороненную во всех отложениях фанерозоя. Этот вывод имеет прин-

ципальное значение для понимания экзогенной истории развития Земли, для понимания процессов осадконакопления, эволюции седиментогенеза, а также генезиса углеводородов.

В настоящее время имеются достаточные литологические, минералогические, геохимические и биохимические доказательства биогенного генезиса графитового вещества в метаморфических комплексах докембрия (Св. А. Сидоренко, 1971). Прежде всего во всех без исключения случаях графитовое вещество приурочено в той или иной степени к первично-осадочным метаморфизованным породам. Оно участвует в общей стратификации пород, часто подчеркивая первичные осадочные структуры и текстуры пород. Имеется достаточно геологических и литологических свидетельств сингенетичности живого вещества, оставившего углеродистое вещество с заключающей его породой.

Существенным геологическим доказательством биогенности углерода является и то, что в докембрии не отмечено ни одного достоверного факта, показывающего, что тонкодиспергированные графитовые скопления в сланцевых толщах или графитовые прослои и пласты были созданы процессами восстановления углерода из углекислоты или тем более актами углеродных эманаций из верхней мантии. Иногда, описывая в карбонатитах небольшие скопления элементарного углерода, авторы не могут привести какие-либо достоверные доказательства восстановления углерода из первичных карбонатов.

Существует также ряд минералогических доказательств. Широко известно, что в графитосодержащих толщах в парагенетическом родстве встречаются различные сульфидные минералы железа, меди и др. В последнее время в металлогении докембрия все более утверждается тезис о связи многих стратиформных сульфидных месторождений с метаморфизованными толщами, обогащенными тонкодисперсным графитовым веществом. Палеофациальные исследования графит- и сульфидсодержащих пород и вмещающих пластов показывают, что они формировались в замкнутых, малоаэрируемых бассейнах, характеризующихся накоплением живого вещества и сероводородным заражением.

Все геологи, разведывавшие докембрийские месторождения графитов, также считали их седиментогенными метаморфизованными образованиями.

Серьезным доказательством биогенного происхождения углеродистого вещества являются изотопные исследования. Изотопный состав углерода графитов из докембрийских осадочно-метаморфических толщ имеет такое же соотношение  $C^{13}/C^{12}$ , какое характерно для биогенного углерода. Значение  $\delta C^{13}$  для графитоидного вещества метаморфических пород варьирует от 1,46 до 3,53%, находясь в пределах значений, свойственных углероду живого вещества (1,37 — 2,70%), углероду органического вещества из современных морских осадков (1,93—3,68%), т. е. биогенному углероду.

Наши определения не являются случайными. Они хорошо согласуются с результатами изотопных исследований докембрийских графитов из сланцев и гнейсов, выполненных ранее другими исследованиями. Их определения  $\delta C^{13}$  варьируют от 0,98 до 3,55% (Св. А. Сидоренко, 1971).

Биохимические исследования графитов из докембрия также подтверждают его осадочный биогенный генезис. В графитовом веществе шунгитов установлены такие остатки живого вещества, как аминокислоты и сахара (мальтоза, глюкоза, сахароза) (Вологдин и др., 1970).

Битуминологические исследования графитового вещества из осадочно-

метаморфических толщ докембрия (кианитовые сланцы Кейв и кислые гранулиты Кольского полуострова, шунгиты Карелии, гнейсовидные сланцы Украины, графитсодержащие гнейсы Приазовья, графитовые сланцы Восточного Саяна и Прибайкалья) показали, что практически во всех исследованных графитсодержащих породах содержатся растворимые в органических растворителях битуминозные вещества в количествах от сотых и десятых долей процента до целых процентов. Максимальное содержание хлороформенного битума в отдельных случаях достигало 10%. Состав битума в разных породах колеблется: в одних преобладают неуглеводородные, в других углеводородные компоненты, представленные парафиновыми структурами и замещенными бензола. Неуглеводородные компоненты представлены сложными эфирными структурами насыщенными и ненасыщенными стероидами.

Несмотря на различия в характере битумов, имеются и некоторые их общие черты: 1) резкое преобладание в углеводородной части битума метаново-нафтеновой фракции над нафтеново-ароматической; 2) очень низкое содержание или даже отсутствие моноароматических углеводородов и низкое — нафтеново-ароматических; 3) небольшое содержание асфальтенов и асфальтогеновых кислот.

Эти признаки отличают их от битумов осадочных пород фанерозоя и обусловлены высокой степенью метаморфизма органического вещества. Аналогичные данные приводят и другие исследователи. К. Ранкама (Rankama, 1970), обобщив данные о биогенных органических веществах в докембрийских породах, приводит следующие биогенные соединения: алканы, изопреновые углеводороды (пристан, фитан), алифатические углеводороды, циклические углеводороды (стераны), порфирины, жирные кислоты с прямыми цепями (продукты окисления керогена, метиловые эфиры жирных кислот и др.).

В графитовом веществе докембрия обнаружены не только жидкие, но и газообразные углеводороды в сорбированном состоянии. Они представлены метаном, этаном, пропаном, бутаном, этиленом и пропиленом. С увеличением  $C_{орг}$  возрастает количество углеводородов как в процентном отношении, так и по числу гомологов метана. Обычно метана на порядок больше, чем этана и пропана, и на два порядка выше, чем бутана.

В настоящее время имеется больше бесспорных фактов и логических доказательств, позволяющих считать графитовое вещество первично-осадочных пород докембрия биогенным, нежели искать доказательства возникновения его путем восстановления углекислоты или эмансирования из верхней мантии, как это делают сторонники неорганического происхождения углеводородов. Заметим, кстати, что каких-либо достоверных геологических доказательств они и не приводят.

В связи с этим нет необходимости все случаи появления в отложениях докембрия битумов или скоплений углеводородных газов объяснять абиогенным их происхождением, а тем более привлекать неорганические гипотезы для объяснения генезиса нефти и газа. Их происхождение может быть объяснено значительно логичнее существованием жизни начиная с ранних этапов архея.

Приведенные факты, а также многочисленные литературные источники информации о докембрии достаточно убедительно обосновывают существование живого вещества на всем протяжении геологической истории Земли, от архея доныне. Несомненно, менялись формы живого вещества, были периоды его расцвета и упадка, но во все эпохи геоло-

гической истории было живое вещество, которое оказывало влияние на все геологические процессы, в том числе и на образование углеводородов в земной коре.

Из изложенного выше можно сделать ряд выводов. Если принять во внимание, что толщи докембрия как по объемам, которые они занимают в земной коре, так и по тому геологическому времени, которое приходится на докембрий, являются преобладающими, то вполне допустимо утверждение, что в докембрии было накоплено остатков живого вещества в виде элементарного углерода во много раз больше, чем в отложениях всех последующих периодов фанерозоя. При рассмотрении генезиса углеводородов в земной коре этот факт нужно учитывать.

Ранее нами (1970) было высказано положение об «углеводородном дыхании» углеродсодержащих осадочно-метаморфических толщ — выделении газовых эманаций или даже струй из докембрийского доколя в случае резкого сжатия давления в зонах тектонических нарушений. В последнее время все более накапливаются факты «углеводородного дыхания» щитов. Установлено выделение газов, растворенных в воде, в трещиноватых гнейсах кристаллических пород Восточного Приазовья. Более чем на 150 образцах установлены высокие содержания углеводородных газов (метана и тяжелых углеводородов) в богатых элементарным углеродом породах (графитистых гнейсах архея), приуроченных к тектоническим узлам и швам древнего заложения. Содержание метана в среднем составляет  $0,07 \text{ см}^3$  на 1 кг породы (Войтов, Денисенко, 1970).

Азотисто-углеводородные газы обнаружены в скважинах, пробуренных в зоне разломов в районе массива Сопча на Кольском полуострове. Габбровый массив Сопча образует межформационную интрузию между архейскими гнейсами и породами свиты Имандра-Варзуга; и те и другие имеют графитсодержащие прослои. Разломы секут массив и вмещающие породы и являются хорошими подводящими каналами для газовых струй. Дебит газа в скважинах составляет до  $100\text{--}200 \text{ см}^3/\text{мин}$ . Изотопный состав углерода газа  $\delta\text{C}^{13}$  изменяется от 4,6 до 6,0, что характерно для биогенного углерода. Газы представлены метаном, этаном, пропаном и др. Кроме того, отмечаются гелий, азот, водород. По составу газы массива Сопча напоминают газы некоторых газонефтяных месторождений (Петерсилье и др., 1970).

В железорудных месторождениях Кривого Рога в тектонически ослабленных зонах также обнаружены выделения азотно-водородно-углеводородных газов со сверхвысоким содержанием гелия (Войтов, 1971). Газы представлены водородом, углекислотой и метаном. Содержание тяжелых углеводородов находится за пределом чувствительных приборов. Газы локализируются или в зонах тектонических подвижек, или диффузионно рассеяны в породы. По содержанию тяжелого изотопа углерода  $\text{C}^{13}$  углеводороды Кривого Рога близки к углеводородам нефтегазовых месторождений.

Аналогичные выделения водородных струй с метаном в зонах разломов, а также рассеяние газа в породах известны в Хибинах, хотя их и относили к газам абиогенного происхождения (Петерсилье, 1960).

В последние годы появилось много сообщений о выделении углеводородных газов на рудниках Балтийского и Канадского щитов, среди образований докембрия Южной Африки и Австралии. Это объясняется в первую очередь тем, что на рудниках чаще, чем на поле развития докембрия, велись наблюдения за газовым режимом.

Приведенные примеры показывают, что выделение углеводородов из

отложений докембрия достаточно распространено, на что обычно не обращалось должного внимания. Поэтому отдельные газовые выделения рассматривали как случайное явление и связывали их с образованием углеводородов в результате неорганического синтеза в глубинах Земли.

На наш взгляд, «углеводородное дыхание» докембрийских осадочно-метаморфических толщ является не частным случаем в геохимии газов земной коры, а общим явлением, связанным с метаморфизмом древних осадочных толщ архея и протерозоя, содержащих органическое вещество.

Метаморфизм органического вещества древних осадочных толщ наиболее интенсивно проходил в докембрийское время, когда, вероятно, выделялась большая часть углеводородов. Однако надо полагать, что полной дегазации земной коры и тогда не было. Уже в то время часть углеводородов мигрировала и отлагалась в вышележащих породах, перекрывающих метаморфизирующиеся комплексы. Как показывают исследования графитсодержащих пород, несмотря на глубокий метаморфизм их и весьма продолжительное время, прошедшее после их изменения (миллиарды лет), в породах, точнее, в их углистых остатках, содержится еще некоторое количество углеводородов, причем в значительных количествах. Учитывая древность жизни, начавшейся еще свыше 3—3,5 млрд. лет назад, широкое и повсеместное распространение осадочно-метаморфической оболочки под континентами и значительное развитие в ней углеродсодержащих толщ, можно считать бесспорным, что докембрийский метаморфический цоколь Земли был источником углеводородов как в древнейшие геологические эпохи, так и в фанерозое. Имеется достаточно доказательств существования «углеводородного дыхания» осадочно-метаморфической оболочки Земли. В настоящее время оно непосредственно наблюдается на щитах, где более всего проявляется в зонах разломов. При благоприятных условиях в зонах тектонических нарушений возможно выделение газов, содержащих углеводороды.

Газовое «углеводородное дыхание» докембрия чаще всего наблюдается на щитах, т. е. в местах, наиболее неблагоприятных для накопления газов, где условия для аэрации наилучшие. В тех районах, где докембрийский фундамент перекрывается мощным чехлом осадочных пород и имеются благоприятные коллекторы и покрышки для углеводородов, где были соответствующие гидрогеологические условия, возможны промышленные скопления углеводородов. Этим можно объяснить крупные промышленные скопления углеводородов в осадках, непосредственно лежащих на докембрийском фундаменте. Не случайно, что в крупных осадочных бассейнах все чаще встречаются газовые месторождения. Все более устанавливается связь нефтяных и газовых месторождений с крупными глубинными разломами, дегазирующими докембрийские толщи (Гаврилов, 1972).

В свете изложенного встречаемые в докембрии битумы и углеводороды, которые сторонники неорганического происхождения нефти и газа приводят в качестве главного довода своей гипотезы образования углеводородов, нужно рассматривать как продукт метаморфизма древнего органического вещества. Нет также нужды связывать газопроявления по глубинным разломам с миграцией абиогенных углеводородов из верхней мантии. Все эти явления объясняются значительно проще: выделением углеводородов из углеродсодержащих толщ докембрия — процесса, который проходил на протяжении более 3—3,5 млрд. лет и продолжается в настоящее время. Изложенная выше гипотеза значительно расширяет фронт для поисков углеводородов в земной коре.

## Литература

- Вернадский В. И. Химическое строение биосферы Земли и ее окружение. М., «Наука», 1965.
- Виноградов А. П. Органическое вещество в химии земли. Предисловие к кн.: С. М. Манская, Т. В. Дроздова «Геохимия органического вещества». М., «Наука», 1964.
- Виноградов А. П. Вступительное слово на Всесоюзном совещании по генезису нефти и газа.— В кн. «Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений». М., «Недра», 1972.
- Войтов Г. И. О химическом составе газов Кривого Рога.— Геохимия, 1971, № 11.
- Войтов Г. И., Денисенко В. Е. О газах зоны аэрации кристаллических пород восточного Приазовья.— Докл. АН СССР, 1970, 194, № 3.
- Вологдин А. Г., Серяиенко И. З., Егоров А. И., Бобылева М. Л. Открытие аминокислот и сахаров в породах докембрия Карелии.— Докл. АН СССР, 1970, 191, № 5.
- Гаврилов В. П. О закономерных связях нефтегазоносных структур чехла с разломами земной коры молодых платформ СССР.— Изв. АН СССР, серия геол., 1972, № 2.
- Келлер В. Д. Основы химического выветривания.— В сб. «Геохимия литогенеза». М., ИЛ, 1963.
- Петерилье И. А. Газы и рассеянные битумы горных пород некоторых интрузивных массивов Кольского полуострова. Апатиты, 1960.
- Петерилье И. А., Козлов Е. К., Беляев К. Д., Шолохнев В. В., Докучаева В. С. Проявление азотисто-углеводородных газов в ультраосновных породах массива Сопча Мончегорского плутона (Кольский полуостров).— Докл. АН СССР, 1970, 194, № 5.
- Сидоренко А. В. Проблемы осадочной геологии докембрия.— Сов. геол., 1963, № 4.
- Сидоренко А. В. О едином историко-геологическом принципе изучения докембрия и постдокембрия.— Докл. АН СССР, 1969, 186, № 1.
- Сидоренко А. В., Луцева О. И. К вопросу о литологическом изучении метаморфических толщ. М., Изд-во АН СССР, 1961.
- Сидоренко А. В., Сидоренко Св. А. О распространенности предположительно биогенного углерода в докембрии.— Докл. АН СССР, 1968, 186, № 1.
- Сидоренко А. В., Сидоренко Св. А. Об «углеводородном дыхании» докембрийских графитодержащих толщ.— Докл. АН СССР, 1970, 192, № 1.
- Сидоренко А. В., Сидоренко Св. А. Органическое вещество в докембрийских осадочно-метаморфических породах и некоторые геологические проблемы.— Сов. геол., 1971, № 5.
- Сидоренко Св. А. Органическое вещество в осадочно-метаморфических породах докембрия. Автореф. канд. дисс. М., 1971.
- Сидоренко А. В., Теняков В. А., Розен О. М., Борщевский Ю. А., Сидоренко Св. А. К геохимии гипергенеза в раннем докембрии.— Докл. АН СССР, 1971, 201, № 3.
- Rapakta K. Global Precambrian stratigraphy background and principles.— Scientia, 1970, 105, N 5.

## ЛАТЕРАЛЬНАЯ МИГРАЦИЯ РАССЕЯННЫХ БИТУМОИДОВ В ВОДНОМ ПОТОКЕ

В. С. ВЫШЕМИРСКИЙ, А. А. ГОНЦОВ, Л. В. ЮШИНА

Латеральная миграция углеводородов занимает важное место в теории органического происхождения нефти и газа. Показанные в работах Н. Б. Вассоевича (1967 и др.) огромные массы рассеянного органического вещества могут принять участие в образовании месторождений нефти и газа только в том случае, если продуцируемые этим веществом битумоиды получат возможность концентрироваться в залежи путем миграции в ловушки с обширных площадей. Это положение становится особенно очевидным при анализе условий формирования гигантских скопле-

Таблица 1

Экспериментальные данные по переносу отбензиненной нефти водным потоком в песчаном коллекторе

№ опыта	t °С	Фракция песка, мм	Скорость фильтрации		Содержание нефти в песке, %				Изменения содержания нефти в песке после опыта (% к исходному содержанию)	
			мл/ч	см³/ч	до опыта	после опыта		на входе		на выходе
						на входе	на выходе			
1	25	0,30—0,40	350	260	0,356	—	—	—	—	
2	25	0,16—0,25	350	260	0,386	—	—	—	—	
3	70	0,16—0,25	150	110	0,221	0,205	0,262	-7	+19	
4	70	0,16—0,25	7,5	5,5	0,221	0,210	0,286	-5	+29	
5	70	0,16—0,25	150	110	0,030	0,012	0,026	-60	-13	
6	100	0,16—0,25	150	110	0,192	0,138	0,182	-28	-5	
7	70	0,16—0,25	150	110	0,261	—	—	—	—	
8	70	<0,16	150	110	0,221	0,195	0,255	-13	+15	

ний нефти, газа и твердых битумов (Атабаска, Аскубаево-Мелекесская депрессия и др.).

Формы латеральной миграции нефти еще недостаточно изучены. Продолжительное время предполагалось, что нефть перемещается в водонасыщенных коллекторах вверх по восстанию пластов главным образом в виде капель. Однако было замечено, что гидродинамические и гравитационные силы во много раз уступают капиллярным напряжениям, препятствующим вхождению капли нефти в поровый канал. По расчетам Б. К. Ашенбрэннера и К. В. Ачауэра (Aschenbrenner, Ashayer, 1960), даже в хороших коллекторах минимальные размеры сплошных масс нефти, способных к движению, измеряются метрами и даже десятками метров. На этом основании сторонники неорганического происхождения нефти полностью отрицают какую бы то ни было возможность латеральной миграции нефти.

Следует иметь в виду, что упомянутые расчеты выполнены для низкотемпературных условий. Поэтому их можно считать вполне справедливыми только для верхней части осадочного чехла, где пластовые температуры не превышают первых десятков градусов. На значительных глубинах, т. е. в катагенной зоне главной фазы нефтеобразования (Линеккий, 1965), межфазовое натяжение на границе воды с нефтью приближается к нулю. Поэтому появляется возможность миграции очень малых масс нефти, вплоть до капель. Что же касается струйной миграции, то она по физическим условиям возможна также при низких температурах.

Однако на начальной стадии латеральной миграции в коллекторах нет не только сплошных масс, но и капель нефти. Детальные исследования состава и материального баланса автохтонных и аллохтонных битумоидов (Вассович, 1958; Неручев, 1969) и экспериментальное моделирование процесса первичной миграции нефти (Вышемирский, Гонцов и др., 1971) свидетельствуют о том, что эмиграция битумоидов из материнских пород в коллекторы не приводит к образованию капель и более крупных масс нефти.

Следовательно, латеральная миграция нефти, по крайней мере на на-

Содержание нефти в последовательных порциях фильтрата, равных объему порового пространства, мг/											
1	2	3	4	5	10	20	30	40	50	80	среднее из пяти первых порций (1—5)
13	10	4,5	4	4,5	3	3	—	—	—	—	7,2
12	10	3,5	3	3	3	3	—	—	—	—	6,3
16	11	8	6	4	3,5	2,8	2	2,5	2,4	2,7	9,0
11	11,5	7	4	3	2,1	3,3	2,4	2,2	2,4	—	7,3
	3,5	2,8	2,5	2,5	1,2	0,8	0,8	0,8	—	—	2,5
17	13	10	4	3,7	4	3,7	3,5	3,5	3	3,2	9,5
	9,5	4	6,5	8	7	6,3	6	4	5	3	7,0
10	7,5	6,5	4	5	3,7	3	3	3	2,7	2,6	6,6

чальной стадии, а в ряде случаев, возможно, и полностью осуществляется в рассеянном состоянии. Это подтверждается увеличением к сводам поднятий битуминозности пород, коэффициента битумоидности и восстановленности битумоидов.

Из форм миграции рассеянных битумоидов до последнего времени наибольшее значение придавалось водным растворам (истинным и коллоидным) и растворам в сжатых газах. Однако условия проявления этих форм ограничены. Так, газовые растворы могут играть существенную роль только при высоких концентрациях органического вещества (в 2—3 раза выше кларковых), обеспечивающих такие масштабы газообразования, которые превышают растворимость газа в подземных водах. Для стабилизации коллоидных водных растворов углеводородов требуются редко встречающиеся высокие концентрации веществ-носителей. Истинная растворимость в воде жидких углеводородов и особенно смол небольшая. Очевидно, во многих геолого-геохимических обстановках объяснить формирование нефтяных залежей (главным образом крупных) только рассмотренными формами миграции рассеянных битумоидов довольно трудно.

В связи с этим заслуживает внимания перенос битумоидов в водном потоке во взвешенном состоянии, т. е. в виде эмульсий и суспензий. Частицы битумоидов, уступающие по размерам поровым каналам, по-видимому, могут перемещаться в коллекторе под влиянием гидродинамических и в меньшей степени гравитационных сил. Экспериментальное моделирование латеральной миграции рассеянных битумоидов в водном потоке подтвердило это предположение. Во взвешенном состоянии по песчаному коллектору мигрировало в несколько раз больше нефти, чем в растворенном. С целью более детального изучения этого процесса была проведена новая серия экспериментов.

Опыты производились в стеклянных трубках, заполненных узкими фракциями, выделенными из речного песка. Размеры песчаных фракций, скорости фильтрации воды и температурные условия указаны в табл. 1. Длина трубки — 60 см, внутренний диаметр — 22 мм, объем порового

пространства — около 50 мл. Установка собиралась из четырех параллельно расположенных трубок с общим объемом порового пространства около 200 мл. Предыдущие опыты показали, что ориентировка трубок и направление водного потока не влияют на интенсивность миграции (Вышемирский, Гонцов и др., 1971). Видимо, при имеющейся точности определений и других условиях опыта гравитационный фактор не проявляется. В новой серии экспериментов мы расположили трубки вертикально и направили водный поток сверху вниз.

Битуминозный коллектор приготавливался искусственно: в предварительно проэкстрагированном песке путем тщательного перемешивания диспергировалась отбензиненная нефть (выше 250° С) из пласта А<sub>1</sub> Южно-Черемшанского месторождения (Каймысовский свод, Томская область). Однородность распределения нефти во всей массе песка проверялась экстрагированием. Характеристика отбензиненной нефти приведена в

Таблица 2

Изменения состава отбензиненной нефти в ходе опытов

№ опыта	t °С	Нефть	Групповой состав, %				Элементный состав, (%)	
			масла	бензолъ-ные смолы	спиртобен-зольные смолы	асфальте-ны	С	Н
—	—	Исходная	69,30	12,13	10,35	8,22	88,55	11,38
3	70	Извлеченная из воды	11,72	40,28	40,80	7,20	73,30	9,84
3	70	» » песка	36,10	39,15	11,70	13,05	87,58	11,58
6	100	» » воды	24,77	37,14	30,47	7,62	—	—

табл. 2. В опыте 7 нефть диспергировалась в сухом песке, а во всех остальных опытах — в водонасыщенном (см. табл. 1). Концентрация нефти в песке варьировала от 0,03 до 0,386%. Судя по предыдущим опытам, тип воды не влиял на вынос нефти из трубок. Поэтому теперь во всех опытах использовалась одинаковая вода с таким же солевым составом, как у морской воды, и с общей минерализацией 7,1%.

Вода, выходящая из установки, отбиралась на исследование порциями по 200 мл, которые соответствуют объему порового пространства. Нефть извлекалась хлороформом из первых пяти порций, а затем из каждой десятой. После опыта определялось содержание нефти в песке на входе в установку (в верхних частях трубок) и на выходе из нее (в нижних частях трубок).

Как показывает табл. 1, во всех опытах четко фиксируется миграция битумоида<sup>1</sup> вместе с водным потоком, причем вполне очевидно, что большая часть ее мигрирует во взвешенном состоянии. В первых порциях фильтрата содержание нефти достигает 16—17 мг/л, тогда как полная истинная растворимость исследованной отбензиненной нефти составляет только 2,5 мг/л, т. е. в 6—7 раз меньше. Кроме того, полная истинная растворимость достигается при интенсивном взбалтывании нефти в воде в течение двух часов, а в наших опытах каждая порция воды соприка-

<sup>1</sup> Имеется в виду отбензиненная нефть.

салась с частицами нефти менее продолжительное время и при более мягком механическом воздействии. Очевидно, наши фильтраты не являются насыщенными истинными растворами нефти. Содержание ее в растворе, судя по предыдущей работе, составляет примерно 0,3—0,7 мг/л. В этом случае взвешенный битумоид превышает растворенный в десятки раз.

В ходе каждого опыта вынос отбензиненной нефти водой быстро снижался. По-видимому, выполнявшееся вручную диспергирование отбензиненной нефти в песке было недостаточно качественным. Многие частицы нефти могли оказаться крупнее поровых каналов. Возможна также закупорка поровых каналов при движении мелких частиц. Последнее обстоятельство едва ли является решающим, поскольку даже в 80 порциях фильтрата имеется взвешенный битумоид. В природных обстановках аллохтонные битумоиды находятся в коллекторах в более дисперсном состоянии, чем в наших опытах. Поэтому миграция их во взвешенном состоянии должна быть еще более значительной.

Водный поток существенно изменяет концентрацию битумоида в песке. В опытах 3, 4, 8 в начале системы содержание битумоида снижается, а в конце — возрастает. Следовательно, масса битумоида смещается по направлению водного потока во взвешенном состоянии. В опытах 5, 6 это смещение происходило более интенсивно. Содержание битумоида снизилось и в конце системы, но менее резко, чем в начале ее.

Влияние отдельных факторов на перенос битумоида водным потоком можно проследить путем сравнения результатов опытов, выполненных при прочих равных условиях. Чем выше скорость фильтрации, тем больше битумоида выносится водным потоком (опыты 3 и 4), что подтверждает миграцию битумоида преимущественно во взвешенном состоянии. Для насыщения истинного раствора благоприятнее низкие скорости. При низкой концентрации битумоида в песке фильтрат беднее битумоидом, чем при высокой (опыты 3 и 5), но не пропорционально. Снижение битуминозности песка в 7 раз уменьшает выход битумоида только втрое. Следовательно, интенсивность миграции при низких концентрациях битумоида значительно выше. Это ясно видно и по изменениям битуминозности песка после опытов. Вероятно, при низких концентрациях облегчается миграция битумоида во взвешенном состоянии за счет большей дисперсности. Данное обстоятельство имеет важное значение для формирования залежей, поскольку в коллекторах нефтепроизводящих отложений содержание битумоида обычно еще ниже, чем в опыте 5.

С уменьшением размеров песчаных зерен интенсивность миграции битумоида снижается. Это ясно видно из опытов 8, 3 и менее четко выражено в опытах 1, 2, потому что на них отразилось обратное влияние разницы в концентрациях битумоида. Видимо, чем крупнее поры, тем легче осуществляется миграция битумоидов во взвешенном состоянии. Сравнение опытов 2, 3 и 6 свидетельствует о прямой зависимости выноса битумоида от температуры. С увеличением температуры содержание битумоида в фильтрате возрастает быстрее, чем истинная растворимость, что является еще одним подтверждением миграции битумоида преимущественно во взвешенном состоянии. Роль температуры выражается главным образом в снижении межфазового натяжения на границе нефть — вода, что облегчает перемещение взвешенных частиц в поровом пространстве.

В большинстве опытов битумоид диспергировался в водонасыщенном песке, с тем чтобы затруднить сорбцию битумоида на поверхностях ми-

неральных зерен. Для изучения этого эффекта в одном опыте (7) битумоид вносился в сухой песок. Результаты его оказались весьма интересными. В первых трех порциях фильтрата содержание битумоида ниже, чем в опыте 3, а во всех последующих — заметно выше. Суммарное количество битумоида, вынесенного в опыте 7, даже больше, чем в опыте 3. Правда, исходная концентрация битумоида в песке в опыте 7 была тоже немного выше, чем в третьем. По-видимому, движущаяся вода довольно быстро нарушает сорбционные связи битумоида с минеральными зернами и образует пленки связанной воды на поверхностях зерен, отесняя битумоид в поровое пространство.

В результате процессов миграции нефть обычно теряет часть тяжелых компонентов, главным образом смол и асфальтенов. В некоторых экспериментах эти вещества вообще не участвуют в миграции. Поэтому мы сочли необходимым проследить изменения состава нефти, имевшее место в наших опытах. Соответствующие определения приведены в табл. 2. Они явно свидетельствуют о сильном окислении отбензиненной нефти в дисперсном состоянии даже за короткий период опыта (12 суток). Вероятный окислитель — кислород воздуха, растворенный в воде. Повышенная окисленность нефти, вынесенной водой, по сравнению с оставшейся в песке и меньшая окисленность при повышенной температуре подтверждают это предположение.

Более точную картину изменения состава битумоидов при миграции в водном потоке можно будет получить путем экспериментального моделирования этого процесса в восстановительной обстановке. Однако и сейчас можно утверждать, что во взвешенном состоянии могут мигрировать все компоненты нефти. Несколько затруднена лишь миграция асфальтенов. Во всяком случае концентрация их в фильтратах оказалась значительно ниже, чем в песке.

### Литература

- Вассоевич Н. Б.* Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокарако-караганских слоев Терского передового прогиба).— Труды ВНИГРИ, 1958, вып. 128.
- Вассоевич Н. Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти.— Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.
- Вышемирский В. С., Гонцов А. А., Крымова В. Н., Ушаков Г. Д., Ямкова Л. С.* Экспериментальное изучение новообразования и эмиграции битумоидов при уплотнении глин.— Геол. и геофиз., 1971, № 1.
- Вышемирский В. С., Конторович А. Э., Трофимук А. А.* Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск, «Наука», 1971.
- Каримов А. К.* Некоторые новые данные о нефтеобразовании в осадочных отложениях.— В кн. «Генезис нефти и газа». М., «Недра», 1967.
- Линецкий В. Ф.* Миграция нефти и формирование ее залежей. Киев, «Наукова думка», 1965.
- Неручев С. Г.* Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л., «Недра», 1969.
- Трофимук А. А., Конторович А. Э.* Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ.— Геол. и геофиз., 1965, № 12.
- Ashenbrenner B. C., Ashauer C. W.* Minimum conditions for migration of oil in water-wet carbonate rocks.— Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists, 1960, 44, N 2.

## О СВЯЗИ СОСТАВА НЕФТЕЙ С УСЛОВИЯМИ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ

Ф. К. САЛМАНОВ

Одно из доказательств осадочно-миграционного происхождения нефти Н. Б. Вассоевич видит в связи состава нефтей с условиями их образования (Вассоевич, Амосов, 1967). Нефти морские и пресноводные различаются по углеводородному составу, некоторым физико-химическим характеристикам, изотопному составу углерода и др. (Эрдман 1967; Вышемирский и др., 1971). В настоящей работе нами предлагаются критерии для диагностики пресноводного и морского генезиса нефтей.

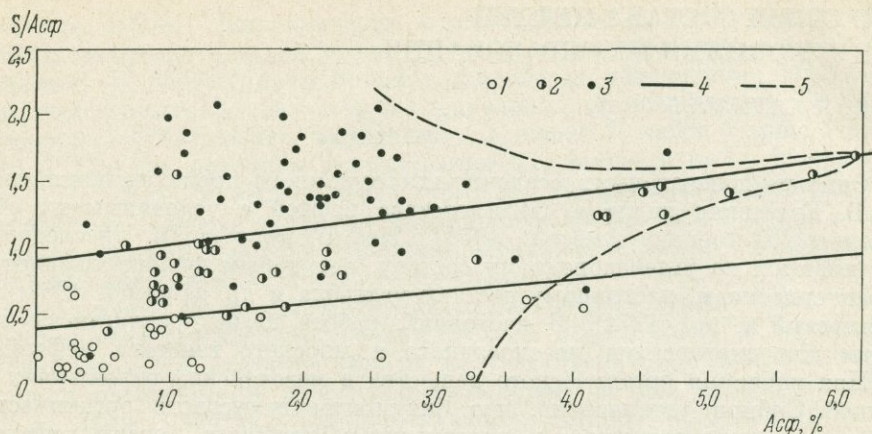
При изучении органического вещества в мезозойских отложениях Западной Сибири установлено, что битумоиды гумусового органического вещества, захоронявшегося в пресноводных условиях, богаты асфальтенами и бедны серой. В морских осадочных толщах, содержащих сапропелевое органическое вещество, битумоиды, наоборот, богаты серой и относительно бедны асфальтенами.

Д. Г. Эрдман (1967), рассматривая геохимические особенности высокомолекулярных неуглеводородных фракций нефтей, в частности асфальтенов, приходит к выводу, что они могли возникнуть за счет метаболитических кольцевых структур растений и животных. Такие структуры обнаружены им только в наземных организмах. В экстрактах из органических соединений субаквальных северных и субтропических болот, глубинных илов морских отложений таких соединений не найдено. На основании этих исследований также можно сделать вывод, что асфальтены в нефтях образуются за счет преобразования в основном наземных растительных остатков или в общем случае — за счет гумусовых органических соединений, т. е. количество асфальтенов в нефтях должно быть повышенным в залежах, находящихся в породах континентального и прибрежно-морского генезиса.

Ф. Г. Гурари и др. (1964) показали связь между содержанием серы в нефтях и битумоидах. Используя эти данные, А. В. Рыльков (1967) подсчитал коэффициент корреляции между содержанием серы в нефтях и хлороформенных битумоидах вмещающих пород, равный +0,86. Он анализировал залежи нефти в континентальных, прибрежно-морских и морских отложениях.

Связь сернистости и смолистости нефтей с фациальными условиями накопления пород, вмещающих залежи, отмечена Ф. К. Салмановым и Г. Э. Прозоровичем. В пределах Западно-Сургутского месторождения (Западная Сибирь) в морских отложениях пласта БС<sub>1</sub> при почти одной и той же плотности нефти в этих пластах градиент сернистости в расчете на 0,001 г/см<sup>3</sup> плотности нефти увеличивается в 2 раза, а градиент содержания суммы смол и асфальтенов уменьшается в 3 раза, т. е. в нефтях, заключенных в породах прибрежно-морского генезиса, резко преобладают асфальто-смолистые компоненты, в то время как в нефтях морского генезиса — сернистые соединения.

Таким образом, содержание асфальтенов в нефтях в общем случае можно рассматривать как показатель формирования состава залежей за счет преобразования в основном гумусового органического вещества (континентальные условия), а содержание серы — как показатель сапропелевого органического вещества (морские условия).



Фиг. 1. Связь между содержанием серы и асфальтенов в нефтях Западно-Сибирской плиты

1 — континентальные угленосные фации; 2 — прибрежно-морские фации; 3 — морские фации; 4 — граница зон; 5 — предположительная граница максимальных содержаний асфальтенов в первичной нефти

После формирования залежи нефти и ее погружения в условия более высоких температур и давлений происходит изменение состава нефти, в том числе уменьшение содержания асфальтенов и сернистых соединений (Рыльков, 1967).

В силу этого за показатель геохимической среды залежей нефти следует принимать не абсолютные содержания асфальтенов и серы в нефтях, а их соотношения. А. В. Тянь в качестве такого показателя привел соотношение содержаний асфальтенов и серы. Это положение в дальнейшем было развито и обосновано в работе И. И. Нестерова (Нестеров и др., 1970).

Такое соотношение не может оказаться постоянным в нефтях разного состава, а в зависимости от конкретных геологических условий будет изменяться. В связи с этим была изучена взаимосвязь между содержаниями асфальтенов и серы в нефтях для толщ разной фациальной природы (фиг. 1). На диаграмме видно, что в континентальных толщах содержание асфальтенов в нефтях может изменяться в широких пределах, а содержание серы всегда низкое. В прибрежно-морских толщах диапазон возможных изменений концентрации асфальтенов максимальный, а сернистость нефтей выше. Наконец, в морских толщах сера содержится в максимальных количествах, а диапазон изменений концентрации асфальтенов относительно невелик. Границы, разделяющие эти три группы нефтей, весьма четкие. Связь серы и асфальтенов в нефтях различного генезиса может иметь математическое выражение:

$$S_{K-ПМ} = 0,30 + 0,12A \text{ и } S_{ПМ-М} = 0,90 + 0,12A,$$

где К — континентальные отложения, ПМ — прибрежно-морские, М — морские; S — содержание серы в нефти (в %); A — содержание асфальтенов в нефти (в %).

Такая четкая связь состава нефтей с фациальными условиями вмещающих их пород свидетельствует о сингенетичности основной массы западносибирских нефтей продуктивным толщам.

Разный диапазон изменения концентраций асфальтенов в нефтях толщ разного генезиса связан скорее всего с условиями миграции битумоидов.

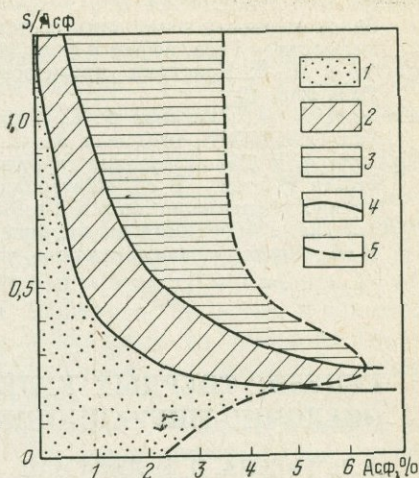
Миграция асфальтенов зависит от коллекторских свойств и выдержанности проницаемых горизонтов и состава исходного органического вещества. В континентальных толщах с гумусовым органическим веществом асфальтены, видимо, имеют более сложную структуру, чем в сапропелевом, и менее миграционноспособны. Кроме того, сапропелевое органическое вещество генерирует больше жирных углеводородных газов, что также, по данным С. Н. Белецкой и М. И. Гербер и других, благоприятствует эмиграции асфальтенов. В прибрежных толщах органическое вещество — преимущественно сапропелевое, а песчаные пласты наиболее выдержанны и обладают лучшими коллекторскими свойствами, поэтому в нефтях выше содержание асфальтенов. В континентальных толщах ни тип органического вещества, ни характер проницаемых пластов не благоприятствуют миграции асфальтенов, где относительно маломощны пласты глин, из которых битумоидов эмигрирует больше. В морских толщах пласты глин мощнее, а коллекторские свойства проницаемых пластов более низкие.

Приведенные материалы позволяют уточнить понятие о показателе геохимической среды нефтеобразования. Для этой цели вместо отношения  $Acф/S$  мы предлагаем обратное ему  $S/Acф$  и называем его коэффициентом мористости нефтей ( $K_M$ ). Из приведенных выше уравнений следует, что  $K_M < 0,12 + \frac{0,30}{Acф}$  для нефтей, генетически связанных с континентальными отложениями,  $0,12 + \frac{0,30}{Acф} < K_M < 0,12 + \frac{0,190}{Acф}$  для нефтей, образовавшихся в прибрежно-морских толщах,  $K_M > 0,12 + \frac{0,90}{Acф}$  для нефтей морского генезиса.

Генетическая диаграмма, позволяющая по величине коэффициента мористости и содержанию асфальтенов судить о генезисе нефти, приведена на фиг. 2. Она может быть использована при выяснении фацеального облика нефтематеринских пород и в других нефтегазоносных районах, где разрез сложен терригенными породами.

#### Литература

- Вассоевич Н. Б., Амосов Г. А. Геологические и геохимические улики образования нефти за счет живого вещества.— В сб. «Генезис нефти и газа». М., «Недра», 1967.  
 Вышемирский В. С., Конторович А. Э., Трофимук А. А. Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск, «Наука», 1971.



Фиг. 2. Изменение коэффициента мористости нефтей  $S/Acф$  в зависимости от содержания в них асфальтенов

1 — континентальные угленосные фации; 2 — прибрежно-морские фации; 3 — морские фации; 4 — граница зон; 5 — предположительная граница максимальных содержаний асфальтенов в первичной нефти

- Гурари Ф. Г., Записалов Н. П., Конторович А. Э., Нестеров И. И., Ставицкий Б. П. Закономерности изменения состава мезозойских нефтей Западно-Сибирской низменности.— Геол. нефти и газа, 1964, № 12.
- Нестеров И. И. Критерии прогнозов нефтегазоносности.— Труды Зап.-СибНИГНИ, 1969, вып. 15.
- Нестеров И. И., Салманов Ф. К., Тяп А. В. Салымский нефтеносный район.— Труды Зап.-СибНИГНИ, 1970, вып. 41.
- Рыльков А. В. Районирование территории Западно-Сибирской низменности по сернистости нефтей.— В сб. «Материалы I научно-технической конференции молодых ученых и специалистов в г. Тюмени, 1966 г.», Тюмень, 1967.
- Эрдман Дж. Г. Геохимия высокомолекулярных углеводородных фракций нефти.— В сб. «Органическая геохимия», вып. 1. М., «Недра», 1967.

## ГЕНЕЗИС ТВЕРДЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ КАК ПОДТВЕРЖДЕНИЕ ОСАДОЧНО-МИГРАЦИОННОЙ ПРИРОДЫ НЕФТИ

А. Н. ГУСЕВА, И. Е. ЛЕЙФМАН

Теория осадочно-миграционного происхождения нефти, наиболее полно и четко сформулированная Н. Б. Вассоевичем (1967), рассматривает в качестве исходного для нефтеобразования биоорганическое вещество, захороненное в осадочных горных породах.

Положения этой теории являются основополагающими и при рассмотрении генезиса твердых углеводородов (УВ) — парафинов нефти. В частности, представления об основных генерациях УВ, возникающих из исходного органического материала (Вассоевич, 1967, 1972; Вассоевич и др., 1967), касаются образования и твердых УВ (n-алканов). Главная фаза нефтеобразования (Вассоевич, 1967; Вассоевич и др., 1969) как этап преобразования органического вещества термокаталитическим путем принципиально важна и как главный этап формирования специфического состава твердых УВ нефти.

В свою очередь анализ процесса образования твердых УВ нефти дает несомненные доказательства участия липидной части биоорганического вещества в формировании углеводородного состава нефти.

Твердые парафины отличаются от других УВ нефти тем, что содержат в структуре молекулы длинную цепь  $\text{СН}_2$ -групп (обычно не менее 16 углеродных атомов в алифатической цепи). Длинноцепочные УВ нефти включают n-алканы, изоалканы, алкилцикланы и алкиларены. В нефтях твердые УВ находятся в состоянии молекулярного раствора и могут быть выделены в отдельную фазу при снижении температуры или при удалении жидких УВ нефти, служащих для твердых УВ растворителем.

Точки зрения на генезис твердых УВ нефти различаются в отношении как исходного материала (биоорганическое вещество или УВ самой нефти), так и времени образования твердых УВ (унаследованность или образование из биоорганического вещества на стадиях диагенеза или катагенеза; образование в процессе катагенеза при погружении нефтяной залежи).

Видимо, любая гипотеза происхождения твердых УВ нефти должна объяснить образование длинных метиленовых цепей — основного элемента структуры молекул твердых УВ. Подобные цепи должны получаться в результате первичных реакций, а не вторичных процессов, ведущих

в основном к образованию изоструктур. Этим условиям отвечает представление о длинной неразветвленной цепи как о полимерной цепи  $\text{CH}_2$ -групп. К немногочисленным процессам образования длинных неразветвленных цепей  $\text{CH}_2$ -групп относятся синтез из окиси углерода и водорода по Фишеру — Тропшу, полимеризация этилена, биосинтез липидов в живых организмах.

Рост цепи  $\text{CH}_2$ -групп при синтезе из  $\text{CO}$  и  $\text{H}_2$  и при полимеризации этилена, инициируемой кислородом, осуществляется через кислородсодержащие промежуточные комплексы или радикалы. В целом синтетические *n*-алканы гораздо более высокомолекулярны (длина цепи до 1600 и более  $\text{C}$ -атомов в продуктах синтеза Фишера — Тропша и от 140—150 до  $n \cdot 10^3$  — в полиэтиленах), чем нефтяные твердые *n*-алканы, максимум содержания которых в нефтях приходится на гомологи  $\text{C}_{16}$  —  $\text{C}_{19}$  или  $\text{C}_{20}$ — $\text{C}_{30}$ , в то время как концентрация *n*-алканов с числом углеродных атомов выше 30 обычно очень низка.

Кроме существенного различия величин молекул *n*-алканов нефти и синтетических *n*-алканов, важно и то, что осуществление процессов Фишера — Тропша и полимеризация этилена в природных условиях вряд ли возможны. Как известно, природные газы иногда содержат окись углерода, водород, этилен, однако теоретически мыслимое совпадение весьма жестких условий, необходимых для протекания этих процессов, может сделать их лишь случайными, но отнюдь не типичными.

Постоянно и повсеместно протекающим природным процессом образования длинноцепочных соединений является биосинтез липидов в водных и наземных растительных и животных организмах. Длинноцепочные соединения природных липидов включают в качестве основных компонентов сложные эфиры — триглицериды кислот в жирах и церины в восках, а в подчиненных количествах содержат свободные кислоты, спирты, кетоны, альдегиды, УВ (*n*-алканы, монометилалканы, олефины).

Наращивание алкильной цепи при биосинтезе липидов происходит путем поликонденсации ацетила, т. е. цепь в каждом элементарном акте увеличивается на два углеродных атома. Подобный механизм биосинтеза обуславливает преимущественное образование неразветвленных метиленовых цепей с четным числом углеродных атомов в цепи для кислот и спиртов и нечетным — для *n*-алканов, которые получают при декарбоксилации кислот.

Длина цепи и неопределенность компонентов липидов связаны с их биологической функцией и различны, например, для кислот в случае жиров и восков, жиров наземных и водных растений, жиров растений жаркого и умеренного климата и т. д. Для биогенных длинноцепочных соединений характерен тот или иной интервал длины алкильной цепи с резким максимумом, приходящимся на один или несколько компонентов. В табл. 1 сопоставлены длины цепей геохимически наиболее важных длинноцепочных соединений природных липидов растительного происхождения.

Длинноцепочные соединения липидов представляют собой биохимически и химически наиболее стойкие компоненты биомассы, попавшей в осадок. При этом они частично сохраняются в неизменном виде (УВ, воски, жирные кислоты), частично превращаются в высокомолекулярные природные полимеры нерастворимого органического вещества породы, сохраняя при этом длинноцепочные фрагменты.

Процессы термоллиза и термокатализа, происходящие в условиях метокатагенеза пород, способны преобразовывать длинноцепочные кисло-

Таблица 1

Распространенность длинноцепочных соединений природных липидов \*  
(по литературным данным)

Соединения с неразветвленной цепью	Типичные источники	Пределы длины цепи	Встречаются в максимальной концентрации
Кислоты насыщенные	Природные жиры и воски	C <sub>2</sub> —C <sub>36</sub>	—
	Воски растений	—	C <sub>26</sub> —C <sub>30</sub>
	Жиры высших растений	—	C <sub>16</sub> , C <sub>18</sub>
	Морские водоросли	C <sub>12</sub> —C <sub>22</sub>	C <sub>16</sub>
	Пресноводные водоросли	C <sub>12</sub> —C <sub>18</sub>	C <sub>16</sub>
Кислоты мононенасыщенные	Растительные масла и воски	C <sub>10</sub> —C <sub>34</sub>	—
	Растительные масла	—	C <sub>18</sub>
	Водные организмы	C <sub>16</sub> —C <sub>24</sub>	—
	Морские водоросли	C <sub>14</sub> —C <sub>20</sub>	C <sub>18</sub>
Кислоты полиненасыщенные	Пресноводные водоросли	C <sub>14</sub> —C <sub>18</sub>	C <sub>18</sub>
	Водные организмы	C <sub>10</sub> —C <sub>24</sub>	—
	Морские водоросли	C <sub>16</sub> —C <sub>20</sub>	C <sub>18</sub> , C <sub>20</sub>
Спирты	Пресноводные водоросли	C <sub>16</sub> —C <sub>18</sub>	C <sub>18</sub>
	Воски растений	C <sub>12</sub> —C <sub>36</sub>	C <sub>26</sub> —C <sub>32</sub>
Н-алканы	Растения:	C <sub>11</sub> —C <sub>41</sub>	—
	высшие	—	C <sub>23</sub> —C <sub>35</sub> , особенно
	низшие	—	C <sub>27</sub> —C <sub>33</sub> C <sub>16</sub> —C <sub>23</sub>

\* В основном растительного происхождения. Кислоты в составе сложных эфиров и свободные

родные соединения (воски, свободные или связанные в керогене пород кислоты и т. п.) в УВ с сохранением или изменением длины неразветвленной алкильной цепи (табл. 2).

Условия главной фазы нефтеобразования — достижение породой глубин 1,3—7 км, температур 60—135°С (Вассоевич и др., 1969) — обеспечивают низкотемпературные термokatалитические преобразования кислородных соединений, сохранившихся до этих этапов мезокатагенеза в породах. Эти процессы формируют специфический состав УВ нефти, в том числе и твердых. Механизм термokatалитической циклизации кислот объясняет генезис такой характерной части твердых УВ нефти, как алкилциклические УВ.

В формировании состава УВ будущей нефти участвуют, согласно Н. Б. Вассоевичу (1967), несколько основных генераций УВ, от био-УВ до УВ, возникающих на различных этапах фоссилзации органического вещества в процессах литогенеза. В генерациях УВ на стадиях протогенеза, седиментогенеза и раннего диагенеза четко прослеживаются твердые н-алканы с ярко выраженным преобладанием нечетных гомологов над четными. Эти н-алканы в основном являются унаследованными.

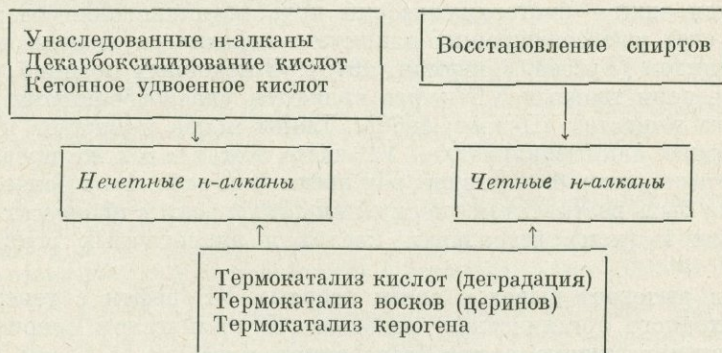
Процессы, происходящие на этапах мезокатагенеза пород (см. табл. 2), генерируют н-алканы, существенно изменяющие состав унаследованных н-алканов. Некоторые процессы ведут к преимущественному образованию

Таблица 2

Некоторые процессы преобразования основных длинноцепочечных соединений липидов в углеводороды в условиях низкотемпературного (200—250° С) термokatализа на алюмосиликатах

Исходные соединения	Сохранение длины цепи (или уменьшение на 1 С-атом)	Увеличение длины цепи (образование высших н-алканов)	Образование нафтенных и аренов
Высшие жирные кислоты насыщенные	Декарбоксилирование (образование н-алканов)	Дегградация Кетонное удвоение	Циклизация
Высшие жирные кислоты ненасыщенные	Восстановление до насыщенных кислот с последующим декарбоксилированием	—	»
Высшие спирты	Восстановление до н-алканов	—	—
Сложные эфиры восков	Деэстерирование: 1) до кислот и н-алкенов; 2) до н-алканов и н-алкенов (при 330° С в присутствии воды); 3) до н-алканов (при 330° С в присутствии воды и донора водорода)	Радикальное присоединение н-алкенов к кислотам по α-метиленовой группе кислоты	Циклизация кислот — продуктов деэстерирования
Кероген пород	Термокатализ без выделения из породы	—	—

нечетных или четных н-алканов, другие, как видно из следующей схемы, малоселективны в этом отношении:



Вовлечение в процесс термokatализа кислот (деградация), церинов и, наконец, керогена приводит к новообразованию как нечетных, так и четных н-алканов, по количеству значительно превосходящих унаследованные н-алканы. Общим итогом является выравнивание соотношения нечетных и четных н-алканов (НЧ/Ч). Как известно, отношение НЧ/Ч н-алканов составляет 10—30 в липидах высших растений, 1—5 (исключив  $n-C_{17}H_{36}$ ) в водорослях и около 1,0 в аэробных и анаэробных бактериях (Нап, Calvin, 1969), 2,4—5,5 в современных осадках, меньше

1,5 в осадочных (глинистых) породах и 0,95—1,15 в нефтях (Брей, Эванс, 1967).

Процессы деструкции, усиливающиеся при повышении температуры термokatализа органического вещества, ведут к появлению все более низкомолекулярных УВ. В результате максимум концентрации *n*-алканов перемещается к низкомолекулярным гомологам, вплоть до C<sub>7</sub>—C<sub>11</sub> в нефтях.

Проблема формирования состава твердых УВ нефти включает вопрос о возможности новообразования твердых УВ в скоплениях нефти, т. е. за счет других УВ нефти. Как установлено, в условиях низкотемпературного термokatализа на алюмосиликатах (моделирующих условия осадочной толщи) из нефтяных УВ не образуются твердые УВ, если они не содержались в исходных соединениях изначально (Добрянский, 1962). При катализе и термическом крекинге в условиях довольно высоких температур (350—400° С) может происходить деструкция длинных цепей твердых высококипящих УВ с образованием более низкокипящих твердых УВ. Вряд ли возможен синтез твердых *n*-алканов высокопарафинистых нефтей за счет взаимодействия двух молекул низкомолекулярных *n*-алканов бензиновых фракций с выделением при этом метана или этана, согласно недавно высказанному А. Н. Резниковым предположению. Как установлено (Jurg, Eisma, 1970), при термokatализе не происходит удлинения *n*-алкильной цепи по сравнению с исходной цепью в случае *n*-алканов; это имеет место только для кислородсодержащих соединений — кислот (аналогично тому как наращивание цепи в процессах Фишера — Тропша и полимеризация этилена происходит через кислородсодержащие радикалы).

Все это свидетельствует о том, что новообразование твердых УВ в системе сформировавшейся нефти не должно иметь места, а исходные для образования твердых УВ соединения должны быть длинноцепочными. Это справедливо по крайней мере для температурных условий известных в настоящее время нефтяных скоплений.

Остается один — биогеохимический путь возникновения твердых УВ нефти за счет уже содержащих длинную алифатическую цепь компонентов биолипидов (Гусева, Лейфман, 1970). С подобных позиций, длинные алкильные цепи твердых УВ нефти являются унаследованными от липидов живого вещества (Петров, 1968). Длины цепей *n*-алканов и боковых цепей твердых алкилциклических УВ часто лежат в тех же пределах, что и таких компонентов биолипидов, как воски (см. табл. 1), а более длинные цепи могут быть результатом увеличения длины цепи в процессах кетонного удвоения и (или) дегградации кислот и аналогичных реакций (см. табл. 2).

Отсюда вытекает вывод о связи твердых УВ нефти с генетическим типом исходного органического вещества. В химическом отношении это соответствует различию в преобразованиях в осадке, а затем в породе липидов преимущественно низших водных организмов в случае типично морских фацций или липидов в значительной мере высших растений в случае типично неморских или прибрежно-морских фацций.

Липиды низших водных организмов представлены жирами, в составе которых высока доля непредельных кислот. В составе липидов высших растений, кроме жиров, имеются воски. В целом жиры высших растений тропического климата обогащены насыщенными кислотами. Воски включают насыщенные кислоты с большей длиной цепи по сравнению с жирами и высокомолекулярные спирты. В отличие от непредельных кислот,

весьма склонных к реакциям циклизации, насыщенные кислоты способны к реакциям сохранения и увеличения длины алкильной цепи.

Иллюстрацией этих положений могут служить высокопарафинистые нефти, генезис которых связывается с неморскими и прибрежно-морскими осадками, с преобразованием липидов наземной растительности (Hedberg, 1968; Brooks, Smith, 1969; Biederman, 1969; Reed, 1969). В Советском Союзе подобные нефти встречаются в мезозойских отложениях Среднекаспийского (западная и восточная части), Ферганского, Западно-Сибирского (тюменская свита), Верхнебуреинского нефтегазоносных бассейнов. Впервые нефть из нижнемеловых отложений центральной части Предкавказья, содержащая свыше 20% твердых УВ, описана Н. Б. Вассоевичем и Н. В. Стригалевой в 1955 г.; еще ранее Н. Б. Вассоевичем и Г. А. Амосовым (1953) сформулировано положение о том, что нефти становятся более парафинистыми при погружении и попадании в высокотемпературные условия зоны катагенеза. Видимо, в случае высокопарафинистых нефтей происходит дополнительное обогащение твердых УВ за счет преобразования органического вещества окружающих пород.

Изложенный материал показывает, что твердые УВ нефти возникают в обычном процессе фоссилизации биоорганического вещества, а их источником являются длинноцепочные соединения природных липидов. Сами твердые УВ нефти представляют группу УВ, связанных общностью молекулярной структуры и происхождения. Часть УВ является унаследованной от длинноцепочных УВ природных липидов, однако формирование основной массы твердых УВ нефти связано с этапами мезокатагенеза пород, отвечающими главной фазе нефтеобразования.

#### Л и т е р а т у р а

- Брей Э. Е., Эванс Э. Д. Углеводороды в нефтематеринских отложениях. В сб. «Органическая геохимия», вып. 1. М., «Недра», 1967.
- Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти.— Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.
- Вассоевич Н. Б. Исходное вещество для нефти и газа.— В сб. «Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений». М., «Недра», 1972.
- Вассоевич Н. Б., Амосов Г. А. Изменение нефтей в земной коре.— Геол. сб. НИТО ВНИГРИ, 1953, II (V).
- Вассоевич Н. Б., Высоцкий И. В., Гусева А. Н., Оленин В. Б. Углеводороды в осадочной оболочке Земли.— Вестн. МГУ, геол., 1967, № 5.
- Вассоевич Н. Б., Корчагина Ю. И., Лопатин Н. В., Чернышев В. В. Главная фаза нефтеобразования.— Вестн. МГУ, геол., 1969, № 6.
- Гусева А. Н., Лейфман И. Е. Некоторые аспекты геохимии твердых длинноцепочных углеводородов нефти.— Геохимия, 1970, № 9.
- Добрнянский А. Ф. Об исходном веществе нефти с точки зрения ее состава.— В со. «Низкотемпературные каталитические превращения углеводородов». Изд-во ЛГУ, 1970.
- Петров Ал. А. Нефть и природные соединения.— Вестн. АН СССР, 1968, № 2.
- Biederman E. W. Significance of high-wax oils with respect to genesis of petroleum: commentary.— Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists, 1969, 53, N 7.
- Brooks J. D., Smith J. W. The diagenesis of plant lipids during the formation of coal, petroleum and natural gas. II. Coalification and the formation of oil and gas in the Gippsland Basin.— Geochim et cosmochim. acta, 1969, 33, N 10.
- Han J., Calvin M. Hydrocarbon distribution of algae and bacteria and microbiological activity in sediments.— Proc. Nat. Acad. Sci. USA, 1969, 64, N 2.
- Hedberg H. D. Significance of high-wax oils in the genesis of petroleum.— Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists, 1968, 52, N 5.
- Jurg J. W., Eisma E. The mechanisms of the generation of petroleum hydrocarbons from a fatty acids.— In «Advances in organic geochemistry». Pergamon Press, 1970.
- Reed K. J. Environment of deposition of source beds of high-wax oil.— Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists, 1969, 53, N 7.

# ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ В НЕДРАХ ЗЕМЛИ

## СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ДАЛЬНЕЙШЕЕ РАЗВИТИЕ УЧЕНИЯ О НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНАХ

В. Е. ХАИН, Б. А. СОКОЛОВ

В 1972 г. наша страна перешагнула уровень добычи нефти 390 млн. т, что является, конечно, очень большим достижением, особенно если мы вспомним, сколько добывалось нефти в довоенные и первые послевоенные годы. Открытие крупнейших нефтяных месторождений в Западной Сибири, Закаспии (Мангышлак), на северо-востоке европейской территории СССР и в других районах создает надежную предпосылку для дальнейшего быстрого роста добычи нефти в нашей стране, доведения ее к концу девятой пятилетки почти до 500 млн. т в год.

Советские геологи-нефтяники в настоящее время ведут большие работы и за рубежом, в социалистических и в развивающихся странах, оказывая им помощь в обнаружении нефтяных и газовых месторождений, в оценке площадей с уже установленной нефтегазосностью и подсчете запасов нефти и газа. Эти исследования увенчались открытием месторождений в Индии, Пакистане, Сирии, Афганистане.

Все эти большие успехи несомненно не были бы достигнуты, если бы наши нефтяники-производственники не руководствовались правильной научной теорией поисков нефти и газа, причем поисков не только отдельных месторождений и залежей, но и новых нефтегазосных регионов. По нашему мнению, главной основой такой теории является или во всяком случае должно являться учение о нефтегазосных бассейнах, которое получило свое глубокое развитие и в значительной степени законченную (правда, как мы увидим дальше, пока еще далеко не окончательную) форму в нашей стране. Понятие нефтегазосного бассейна закономерно пришло на смену более старым категориям, таким, как нефтегазосная провинция или нефтегазосная область, в которых хотя и предусматривается связь площадей распространения нефтяных и газовых месторождений с определенными структурными элементами земной коры, но, по существу, игнорируются условия нефтегазогенерации, не принимаются во внимание различия между областями генерации и аккумуляции углеводородов и не подчеркивается приуроченность нефтегазообразования к областям интенсивного и устойчивого прогибания земной коры.

Понятие нефтегазосного бассейна снимает этот недостаток и имеет очевидное преимущество перед другими менее определенными и генетически менее четкими понятиями. Оно включает закономерное единство процессов тектонического прогибания, литогенеза, нефтегазообразования,

складкообразования и нефтегазонакопления. Это вместе с тем определенная водонапорная система, нечто органически цельное. Хотя термин «нефтегазоносный бассейн» впервые введен в США, свой генетический смысл он получил именно в Советском Союзе, начиная с 50-х годов, в первую очередь в результате исследований И. О. Брода (1947, 1955, 1964; Брод и др., 1965) и отчасти В. Е. Хаина (1951, 1954, 1971). Понятие о нефтегазоносном бассейне в дальнейшем претерпело определенную эволюцию, пересматривалось и уточнялось вместе с развитием самого учения. Одно время внимание акцентировалось на современной геоморфологической выраженности бассейна, и бассейны соответственно подразделялись на равнинные, предгорные, межгорные. Затем большое внимание стало уделяться тектонической природе бассейнов, их соотношению с артезианскими бассейнами и т. д. Для бассейнов, имеющих доказанную промышленную нефтеносность, И. В. Высоцкий и другие предлагают классификации, учитывающие условия формирования месторождений.

Крупный вклад в учение о нефтегазоносных бассейнах внесен трудами Н. Б. Вассоевича. Им была показана определенная генетическая связь, существующая между геологическим развитием бассейнов осадконакопления, процессами литогенеза отложений, слагающих бассейн, и образованием и аккумуляцией нефти.

Субаквальные отложения, входящие в состав бассейнов, за счет присутствующего им рассеянного органического вещества становятся генераторами нефти при достижении ими некоторой вполне определенной степени литогенеза. Эта степень, именуемая Н. Б. Вассоевичем (1967) главной фазой нефтеобразования, соответствует среднему катагенезу. Условием ее проявления является воздействие земного тепла в течение достаточно длительного времени на отложения и прогрев этих отложений до температуры 60—120° С. В этом случае создаются оптимальные условия для образования из рассеянного органического вещества пород нефтяных углеводородов, или, по Н. Б. Вассоевичу, микронепти. Последняя получает возможность эмигрировать в пласты-коллекторы и, перемещаясь в них, скапливаться в ловушках. Прогрев пород является в конечном счете функцией от глубины погружения отложений. Именно это обстоятельство и является определяющим для нефтеносности осадочных бассейнов, мощность отложений в которых должна превышать 3 км.

Представления Н. Б. Вассоевича о главной фазе нефтеобразования позволили обосновать очень важные теоретические положения. Во-первых, нефтегазоносный бассейн представляет собой целостную автономную систему, внутри которой в неразрывной связи реализуются все процессы начиная с захоронения органического вещества и его преобразования и кончая возникновением, а иногда и разрушением сформировавшихся залежей нефти и газа. Во-вторых, нефтегазоносность является свойством осадочного бассейна, которое последний приобретает в процессе геологического развития, охватывая по мере его разрастания все большие объемы пород, и которое он начинает терять при смене погружения воздыманием, особенно если воздымание сопровождается интенсивными деформациями, метаморфизмом и магматизмом, или при погружении на значительные глубины.

Дальнейшее развитие представлений о нефтегазоносных бассейнах связано с появлением новых данных по строению морей и океанов, позволяющих оценивать более полно те бассейны, которые выделяются в краевых частях материков (Калинко, 1969; Хаин, 1970; Соколов, Серегин, 1970; Левин, Хаин, 1971; Хаин и др., 1971).

Рассмотрим современное состояние учения о нефтегазоносных бассейнах и наметим некоторые очередные задачи.

Прежде всего, что такое нефтегазоносный бассейн? В. Е. Хаин дает следующее определение: *нефтегазоносный бассейн — это область интенсивного и устойчивого тектонического погружения земной коры, геологическая эволюция которой обеспечивает генерацию углеводородов, формирование и сохранность их промышленных скоплений.*

Но это определение является вместе с тем недостаточно полным, ибо ряд входящих в него понятий требует расшифровки в свете современных данных.

Прежде всего здесь говорится, что бассейн — это область интенсивного устойчивого погружения. Но погружение должно быть непременно полностью или в значительной степени компенсировано накоплением осадков, ибо мы знаем области интенсивного и устойчивого погружения, как, например, центральные части океанов, тяготеющие к срединно-океаническим хребтам, где накапливается очень небольшое количество осадков за чрезвычайно длительное геологическое время и где, по-видимому, условия не являются благоприятными для нефтегазообразования и аккумуляции. Теоретически минимальная мощность осадков, согласно исследованиям И. В. Высоцкого (1967) и других, для формирования газообразных углеводородов начинается с глубины 500—700 м, а для нефтяных углеводородов — 1800—2000 м. Однако эта мощность не является постоянной для бассейнов всех типов. Она контролируется, как показал Н. Б. Васюкович, прежде всего температурой и длительностью ее действия. Мы знаем, что бассейны разных типов характеризуются разными геотермическими градиентами, в частности в бассейнах геосинклиналей и в особенности в бассейнах, приуроченных к рифтовым грабенам, вроде Суэцкого или грабена Красного моря, критическая температура может достигаться на меньшей глубине. Поэтому критическая мощность для разных типов бассейнов может быть меньшей, для других — большей. Во всяком случае пока неизвестно ни одного нефтегазоносного бассейна, в котором мощность осадочных пород была бы меньше 3,5 км.

Значительная по мощности часть осадочного выполнения должна быть образована субаквальными пелитовыми осадками — глинами, глинистыми известняками и алевролитами, которые являются генераторами углеводородов (Васюкович, 1967). Кроме того, необходимо достаточное содержание пород-коллекторов и их чередование, притом не слишком мощными пачками, с непроницаемыми породами, так называемыми крышками. Таким образом, важно учитывать не только мощность осадочного выполнения, но также его состав и строение. Причем учитывать не только с качественной, но и с количественной точки зрения. Соответствующие количественные критерии подлежат уточнению, и в этом направлении должны вестись дальнейшие исследования.

Само формирование залежей также обеспечивается интенсивным прогибанием бассейна, приводящим к выжиманию флюидов, эмиграции углеводородов. Следует определить необходимую и оптимальную интенсивность этого процесса. Для соблюдения условий сохранности залежей необходимо постоянство хотя бы относительного погружения. Бассейны не должны испытывать ни полной, ни сколько-нибудь значительной частной инверсии, и их отложения не должны быть вовлечены в чрезмерно интенсивное складко- и особенно разрывообразование, когда происходит уже некоторый метаморфизм осадков и начинается разрушение скоплений нефти и газа. Вместе с тем формирование части ловушек обусловлено,

помимо унаследованного развития, также процессами инверсионных движений. Одна из задач теоретической нефтьгеологии — выяснение оптимальных соотношений между процессом устойчивого прогибания и движениями обратного знака, создающими ловушки подобного типа.

В ряде случаев мы сталкиваемся с таким положением, что современные контуры нефтегазозоносного бассейна как структурного элемента не соответствуют его первичным контурам как седиментационного бассейна. Например, юрский бассейн Северного Кавказа имел значительно более широкие контуры, чем нефтегазозоносные бассейны, которые сейчас располагаются в Предкавказье. Часть отложений юрского бассейна оказалась вовлеченной в поднятие, интенсивную складчатость и даже начальный метаморфизм и тем самым утратила свои свойства нефтегазозоносного бассейна. Однако в достаточно распространенных случаях на периферии вовлеченных в поднятие и складчатость частей древних бассейнов сохраняются отдельные разрушающиеся сегодня залежи нефти. В связи с этим иногда появляется необходимость выделения вокруг собственно нефтегазозоносного бассейна периферической каймы, которая обладает пониженной перспективностью по сравнению с его основной частью, но тем не менее включается в его состав, так как в ней имеются месторождения. Примером таких зон с разрушающимися нефтяными скоплениями могут служить район Атабаска в Канаде (бассейн Альберта) или наши Ухтинские месторождения на Тимане, включаемые в контур Тимано-Печорского бассейна. В обоих случаях нефти значительно изменены, тяжелы и разрабатываются шахтным способом. В общем же всегда следует и проводить различие, и устанавливать преобладание между понятиями бассейна, выраженного в современной структуре, и тех палеобассейнов, наследником которого он является.

Следовательно, данное выше краткое определение нефтегазозоносного бассейна (НГБ) должно быть дополнено рядом положений, подлежащих еще дальнейшему уточнению. Только тогда оно будет достаточным для практического использования. Важным преимуществом учения о НГБ является то, что понятие о НГБ, формулировка этого понятия, изучение нефтегазозоносных территорий с позиций выделения в их пределах отдельных бассейнов открывают путь к прогнозной и сравнительной оценке и определению их прогнозных запасов.

В сравнительном плане осадочные бассейны прежде всего могут быть разделены на возможно нефтегазозоносные, потенциально нефтегазозоносные (по И. В. Высоцкому) и собственно нефтегазозоносные бассейны.

Возможно нефтегазозоносные бассейны — это такие территории, где на поверхности на достаточно большом (тысячи квадратных километров) пространстве развиты осадочные неметаморфизованные отложения, но где мощность недостаточно велика или остается неизвестной, не изучен состав этих отложений или степень катагенеза их незначительна, где нет никаких признаков нефтегазозоносности и пр. Такие впадины существуют, например, в СССР на Дальнем Востоке и в Забайкалье, в некоторых внутренних районах Турции, Ирана и Афганистана, где пока не пробурено ни одной скважины и не проведено никаких геофизических исследований. Поэтому мы не знаем, достигает ли осадочное выполнение этих бассейнов критической мощности или нет. Такие осадочные бассейны, очевидно, должны быть отнесены к разряду возможно нефтегазозоносных.

Следующая категория — это потенциально нефтегазозоносные бассейны. В отношении таких осадочных бассейнов должны быть данные о площади, мощности и составе пород. Если эти данные отвечают сформулиро-

ванним выше критериям, т. е. если в этом бассейне мощность осадков превышает 3,5 км и значительную часть разреза составляют субаквальные отложения, то мы можем этот бассейн отнести к разряду потенциально нефтегазоносных, хотя в нем не открыто ни одной залежи нефти или газа. Например, такой бассейн имеется в районе Ханоя во Вьетнаме. В Ханойской впадине все основные параметры отвечают понятию НГБ, но месторождений нефти и газа пока не установлено. К этой же категории можно отнести наши Среднерусский, Тунгусский и другие осадочные бассейны.

И наконец, собственно нефтегазоносные бассейны — это те бассейны, в которых, помимо наличия необходимых признаков, мы уже знаем отдельные, хотя бы единичные залежи нефти и газа. В свое время известным американским геологом-нефтяником Л. Уиксом был предложен критерий оценки продуктивности НГБ как функция от объема осадочного выполнения. Этот критерий имеет свое значение, но он недостаточен, ибо совершенно ясно, что не весь объем осадочного выполнения бассейна может являться продуктивным. Очевидно, следует ввести понятие об эффективной мощности, т. е. об объеме осадков без включения в него той части, которая лежит выше критического уровня, и той, которая лежит на глубинах более 10 км, где, по-видимому, уже не может быть промышленных скоплений нефти и газа и где они начинают разрушаться. В этом отношении представляет интерес введение размерности, характеризующей степень участия в строении осадочного бассейна пород, не попавших в зону действия главной фазы, уже прошедших этот уровень, и пород, находящихся в зоне действия главной фазы нефтеобразования. Кроме того, как уже говорилось, оценка должна складываться не только из мощности и объемов, но и из количественного анализа соотношений разных типов пород. В этом направлении необходимо проведение больших статистических и, возможно, даже экспериментальных работ.

Далее, довольно важным является вопрос о категориях и размерности нефтегазоносных бассейнов. Применительно к складчатым орогенным поясам дело обстоит сравнительно просто. Здесь НГБ являются изолированными впадинами среди сплошных полей складчатого, часто метаморфизованного обрамления. На платформах, а также подводных окраинах континентов наблюдается слияние бассейнов в более крупные поля, в более обширные нефтегазоносные территории. И тогда мы оказываемся перед дилеммой: что же собственно называть бассейном? Называть ли бассейном всю площадь, покрытую осадочным чехлом достаточной мощности с нефтяными и газовыми месторождениями, или же ограничить применение этого термина отдельными «ваннами» прогибания? Мы сталкиваемся с этим вопросом, в частности, при районировании Волго-Уральской области вместе с Прикаспийской впадиной, гигантского Западно-Сибирского бассейна, Большого Артезианского бассейна Австралии и в ряде других подобных случаев.

Здесь можно идти двумя путями. Один из них эмпирически избран некоторыми зарубежными геологами, которые называют, например, в Австралии всю нефтегазоносную территорию Большим Артезианским нефтегазоносным бассейном, но внутри нее выделяют отдельные суббассейны. Другой подход — это выделение отдельных бассейнов меньших размеров и объединение их в мегабассейны (Хаин, 1954).

Второй путь, видимо, предпочтительнее. Его преимущество можно усматривать в том, что если мы будем выделять элементарные бассей-

ны и объединять их в мегабассейны, то размеры элементарных бассейнов платформенных областей и областей подводных окраин материков будут сопоставимыми с размерами таких бассейнов межгорных впадин, как, скажем, Ферганский, Цайдамский и др. Если же мы будем называть бассейном всю территорию Западно-Сибирской плиты, то у нас будут бассейны-гиганты и «мини-бассейны» и размеры их окажутся отличающимися на целый порядок, если не больше. Во всяком случае в этот вопрос тоже нужно внести какую-то определенность. Возможно, что целесообразной будет трехступенчатая классификация: мегабассейн — бассейн — суббассейн.

С самого начала появления учения о НГБ возник, естественно, вопрос о типах этих бассейнов, их классификации. Как уже отчасти отмечалось, критерии классификации менялись с течением времени. Достаточно подробно этот вопрос был разработан в коллективной работе (Вассоевич и др., 1970). Думается, что классификация должна строиться прежде всего на тектонической основе, ибо все НГБ являются тектоническими впадинами разных типов, но с обязательным учетом в первую очередь тех сторон структуры и тектонического развития, а также других факторов, которые влияют на формирование и размещение залежей углеводородов. Вместе с тем ранее предложенные классификации отличаются определенной неполнотой, ибо в последнее время тектонисты стали выделять новые типы геоструктурных областей. Так, они различают самостоятельные крупнейшие структурные области континентальной коры — области активизированных платформ (или области активизации, по В. В. Белоусову), или эпиплатформенные орогенические пояса. В сферу исследований были вовлечены подводные окраины континентов и даже сами океанические впадины.

Все это требует создания новых классификаций нефтегазоносных бассейнов, учитывающих не только специфику тектонического строения, включая, если это необходимо, подводное продолжение бассейна, но и особенности строения осадочного разреза, а также, что теперь особенно важно, направленность геологического развития осадочного бассейна. Тектоническое строение и тектоническое развитие осадочного бассейна — вот что позволяет достаточно четко и классифицировать бассейн, и оценивать его перспективы нефтегазоносности, и проводить сравнительный анализ, и, наконец, в широких масштабах использовать метод аналогий, распространяя на изучаемый осадочный бассейн закономерности, выявленные на других близких по типу, но лучше изученных бассейнах.

Классификации бассейнов должны содержать информацию о тектонической приуроченности осадочного бассейна и об уровне его развития. Эти признаки достаточно просто определяются из анализа геологических и тектонических карт и вместе с тем в общей форме находят свое выражение в характере нефтегазоносности осадочного бассейна. Все нефтегазоносные бассейны возникают и развиваются в результате движений земной коры, управляющих всей жизнью осадочных бассейнов. Поэтому их классификация должна в первую очередь учитывать тектоническую приуроченность бассейна. В настоящее время можно предложить выделять следующие основные типы бассейнов:

А. Платформенные: 1 — внутренних синеклиз; 2 — авлакогенов (по Б. А. Соколову, внутриплатформенные).

Б. Орогенные: 3 — межгорных прогибов эпигеосинклинальных орогенов (внутрискладчатые, по Б. А. Соколову, 1968); 4 — межгорных проги-

бов эпиплатформенных орогенов; 5 — рифтовых впадин эпиплатформенных орогенов.

В. Пограничные: 6 — стыка платформ со складчатыми сооружениями, или перикратонно-перигеосинклинальные (складчато-платформенные, по Б. А. Соколову, 1968); 7 — стыка платформ с океанами, или перикратонно-периокеанические (периконтинентально-платформенные, по Б. А. Соколову, 1968); 8 — стыка орогенов с океанами, или перiorогенно-периокеанические (периконтинентально-складчатые, по Б. А. Соколову, 1968); 9 — стыка островных дуг современных геосинклиналей с океанами, или перигеоантиклинально-периокеанические (периокеанические по Б. А. Соколову, 1968).

Г. Внутритрокеанические (гипотетическая категория).

Тектоника обуславливает морфологию бассейна в целом, специфику строения отдельных его частей, типы возможных зон нефтегазоаккумуляции и месторождений. Тектоническое положение бассейна предопределяет общую направленность развития бассейна, что находит свое выражение в характере слагающих бассейн осадочных формаций.

Осадочные формации контролируют процессы генерации и миграции нефти и газа и вместе с тектоническими факторами — аккумуляцию этих полезных ископаемых. Следовательно, осадочные формации (геогенерации, по Н. Б. Вассоевичу) наряду с тектонической характеристикой являются существенным моментом, который необходимо учитывать при диагностике нефтегазоносных бассейнов и их классификации. Не случайно по Н. Б. Вассоевич подчеркивает, что нефть — детище литогенеза.

Как известно, каждая осадочная формация отвечает определенной стадии развития основных структурных зон земной коры. Так как нефтегазоносный бассейн представляет отдельную самостоятельную структурную единицу того или иного типа, то выполняющие его формации являются литологическим выражением отдельных стадий геотектонического развития этого бассейна.

Нефтегазоносные бассейны проходят сложный путь развития. На одних его этапах и стадиях существуют благоприятные условия для формирования нефтеносных формаций, на других — неблагоприятные. С этим связано то, что сходные по тектоническому положению, строению и существующим классификациям бассейны имеют далеко не одинаковую нефтеносность.

Развитие осадочного бассейна и превращение его в нефтегазоносный представляет собой достаточно сложный и длительный прерывисто-непрерывный процесс, подчиняющийся тектоническим законам. От того, как и по какому пути пойдет развитие бассейна, в конечном счете зависит и его нефтегазоносность. При этом надо всегда иметь в виду, что в природе осадочные бассейны одного и того же тектонического типа могут находиться на самых разных уровнях своего развития. Именно этим, а не только самим типом бассейна могут объясняться их различия в нефтеносности, морфологии и форме ловушек и месторождений.

По Б. А. Соколову (1968), история существования осадочного нефтегазоносного бассейна состоит из трех основных этапов: I — заложения, или инициального; II — главного, или нефтегенерационного, III — разрушения, или реликтового.

Первый этап отвечает условиям зарождения и становления седиментационного бассейна, переходящего в осадочный бассейн. Это выражается в отчетливой тенденции к созданию седиментационной компенсированной впадины, заполняемой отложениями различного, но преимущественно грубообломочного, угленосного или осадочно-вулканогенного типа. В бассей-

не еще отсутствуют породы, достигшие стадии среднего катагенеза. Неблагоприятны условия для аккумуляции углеводородов, так как движения, формирующие ловушки, проявляют себя позже, в конце первого этапа. На этом этапе могут формироваться лишь конседиментационные ловушки и ловушки, связанные с дельтовыми фациями.

Второй этап характеризуется мощными и длительными процессами общего прогибания, осадконакопления и катагенеза отложений, которые могут прерываться. Эти кратковременные перерывы способствуют формированию ловушек. На этом этапе создаются условия, благоприятные для генерации, аккумуляции и консервации нефти и газа. Главный этап отвечает времени существования нефтегазоносного бассейна как такового и может быть подразделен в зависимости от типа бассейна на ряд стадий.

Третий этап характеризуется преобладанием процессов, приводящих к разрушению нефтегазоносного бассейна и уничтожению имеющихся в его пределах месторождений нефти и газа. На этом этапе бассейны превращаются в приподнятые орогенные области, претерпевая дробление, складчатость, подвергаясь действию денудационных процессов. Нефтегазоносные бассейны, находящиеся на ранней стадии последнего этапа своего существования, могут содержать некоторое количество разрушающихся месторождений.

На начальном этапе своего развития находится большинство осадочных бассейнов, имеющих небольшую мощность. Эти бассейны могут быть сложены не только молодыми отложениями, но и более древними, процесс формирования которых по каким-то причинам приостановился. Примером осадочного бассейна такого типа может служить впадина Гудзонова залива, сложенная образованиями ордовика — девона мощностью 2—3 км. Подавляющее большинство осадочных бассейнов, содержащих месторождения нефти и газа, находится на различных стадиях главного этапа. Направленность развития нефтегазоносных бассейнов и типы последовательно формирующихся осадочных формаций определяются тектоническим типом бассейна.

Для внутриплатформенного нефтегазоносного осадочного бассейна характерна следующая стадийность развития (табл. 1).

Развитие бассейна идет от накопления грубообломочных пород к отложению терригенных, карбонатных и эвапоритовых, а затем опять терригенных континентального происхождения. Каждый этап и стадия характеризуются общностью формирующихся пород и структурных планов. Развитие этой группы бассейнов происходит длительно.

Развитие осадочных бассейнов, находящихся на стыке платформ со складчатыми сооружениями, зависит от геосинклинальных процессов складчатой области (табл. 2).

Близкий характер эволюции испытывают осадочные бассейны, развивающиеся во внутренних частях складчатых областей. На первом этапе формируются терригенно-вулканогенные породы, на более поздних стадиях сменяющиеся морскими карбонатно-терригенными, карбонатными, эвапоритовыми формациями. Завершающие стадии представлены тонкой и грубой молассой (табл. 3). Реликтовый этап выражается обычно общим воздыманием. Примером бассейнов, находящихся на этом этапе, могут служить бассейны Кросно в Карпатах или Титикака в Южно-Американских Андах. На начальной стадии реликтового этапа находятся бассейны Скалистых гор США.

Так как процессы формирования складчатых сооружений в различных регионах Земли находятся на различных уровнях становления, то и

Таблица 1

## Стадийность развития внутриплатформенных бассейнов

Этап развития осадочного бассейна	Стадия	Осадочная формация	Мощность, км	Нефтегазоносность
Реликтовый	Завершенная	—	—	—
	Начальная	Наземная озерно-болотная, ледниковая	До 1	Нефтепроявления
Главный	Поздняя	Лагунная, континентально-терригенная (верхняя терригенная)	1—2	Нефтегазопроявления
	Средняя	Морская терригенная, терригенно-эвапоритовая, эвапоритовая (терригенно-карбонатная)	1—4	Газ, нефть
	Ранняя	Терригенно-континентальная, терригенно-морская, угленосная (нижняя терригенная)	2—4	Нефть, газ
Инициальный		Молассоидная	1—2	Нефтегазопроявления

Таблица 2

## Стадийность развития складчато (орогенно)-платформенных бассейнов

Последовательность развития складчатой области	Этап развития осадочного бассейна	Стадия	Осадочная формация	Мощность, км	Нефтегазоносность
Поздний орогенез	Реликтовый	—	—	—	Нефтепроявления
	Главный	Поздняя	Грубая моласса	3—5	
Средняя		Тонкая моласса	2—4		
Ранняя		Карбонатная, терригенно-карбонатная	2—4		
Начальная		Терригенная	1—3		
Иммерсия					Нефть, газ
Подвижная платформа	Инициальный	—	Молассоидная	1—2	Газ

Таблица 3

## Стадийность развития внутрискладчатых (внутриорогенных) бассейнов

Этап развития осадочного бассейна	Стадия	Осадочная формация	Мощность, км	Нефтегазоносность
Реликтовый	Завершающая			—
	Начальная	Континентальная моласса	До 1	
Главный	Поздняя	Лагунно-континентальная моласса	2—4	Газонефтепроявления  Нефть, газ
	Средняя	Тонкая морская моласса, эвапоритовая	1—3	
	Ранняя	Карбонатная, терригенно-карбонатная	1—3	
	Начальная	Терригенная	1—2	
Инициальный		Терригенно-вулканогенная, угленосная, красноцветная	1—3	Газонефтепроявления

осадочные бассейны складчато-платформенного и внутриплатформенного типов сейчас находятся на самых разных уровнях своего развития. Некоторые, по-видимому, еще не вошли в главный нефтеносный этап своего существования. Другие находятся на различных стадиях главного этапа, третьи уже вошли в реликтовый этап. Это хорошо видно на бассейнах, развивающихся на стыке платформ с альпийскими складчатыми сооружениями. Ливийский нефтегазоносный бассейн находится на ранней стадии главного этапа. Не случайно, что основные месторождения бассейна приурочены к верхнемеловым и палеогеновым рифам, сформировавшимся вдоль ступени, тянувшейся параллельно береговой линии.

На средней стадии главного этапа развития находится Бенгальский бассейн. Сопряженное с последним складчатое сооружение Аракан-Йома с олигоцена начало поставлять тонкую молассу в прогиб. Эти толщи в основном генерируют газ, скапливающийся в конседиментационных поднятиях.

На заключительной стадии главного этапа находятся все основные нефтегазоносные бассейны: Персидского залива, Азово-Кубанский, Среднекаспийский и др. Интересно отметить, что показателем этого является наличие в самой прогнутой части этих бассейнов мелководных заливов или шельфовых морей.

Предальпийский, Потвар-Пенджабский и ряд других бассейнов прошли главный этап развития и находятся в начале реликтового этапа, накапливающего свой отпечаток на характер их нефтегазоносности.

В последние годы благодаря изучению подводных окраин материков стало возможным выделять еще два типа бассейнов: перикратонно-пе-

риокеанические (периконтинентально-платформенные) и перирогенно-периокеанические (периконтинентально-складчатые). Их особенностью является то, что они развиваются в зоне перехода от континентальной коры к океанической.

Перикратонно-периокеанические бассейны (табл. 4) в своем развитии проходят через несколько стадий, связанных с образованием рифта, его расширением, обрушением (или значительным отходом, в случае если учитывать точку зрения мобилизма) и океанизацией бассейна.

Таблица 4

**Стадийность развития перикратонно-периокеанических бассейнов**

Последовательность тектонического развития	Этапы развития осадочного бассейна	Стадия	Осадочная формация	Мощность, км	Нефтегазонасыщенность
Поздняя океанизация	Главный	Поздняя	Верхняя терригенная	1—2	Нефть, газ
Начальная океанизация		Средняя			
Расширение рифтов		Ранняя	Терригенно-карбонатная, трапшовая	2—4	
		Начальная	Нижняя терригенная, морская, трапшовая	1—2	
Начало рифтообразования	Заложение	—	Континентально-терригенная, трапшовая	1—2	—

Бассейны этого типа широко распространены вдоль окраин платформ Гондваны, и в них уже открыто достаточно много нефтегазовых месторождений (Кац и др., 1972).

Бассейны перирогенно-периокеанические изучены еще слабо. К этой категории можно отнести бассейны, тянущиеся вдоль Кордильер Америки и герцинид Восточной Австралии, каледонид Скандинавии и Гренландии.

Бассейны периокеанического (вдоль островных дуг) и особенно внутривокеанического типов только начинают изучаться, и их строение и развитие пока недостаточно выяснены.

Очень важно при поисках учитывать то обстоятельство, что разные тектонические и исторические типы бассейнов содержат существенно неодинаковые по масштабу запасы нефти и газа. Существуют не только месторождения-гиганты, но и бассейны-гиганты, к которым в основном и приурочена эта категория месторождений. Наиболее ценными по продуктивности являются бассейны, расположенные по периферии континентальных платформ и складчатых сооружений и на переходе к областям развития коры океанического типа или, иными словами, на границе континентов и океанов, к которым были близки на ранних стадиях своего развития геосинклинальные пояса. Пояса нефтегазонакопления (Хаин, 1970), которым подчинены наиболее важные типы нефтеносных бассей-

нов, подразделяются на три типа: 1) на переходе от платформ к геосинклиналям (перикратонно-перигеосинклинальные); 2) на переходе от платформ к океанам (перикратонно-периокеанические); 3) на переходе от молодых орогенов к океанам (периорогенно-периокеанические). К этим трем группам бассейнов приурочено максимальное число крупнейших месторождений (более 90%). Такое значение этих поясов объясняется тем, что именно они являются основными аккумуляторами обломочного и растворенного материала, сносимого с континента, и концентраторами органического вещества.

Существенно подчиненную роль по сравнению с основными поясами нефтегазоаккумуляции играют внутриконтинентальные, интракратонные, а также внутриорогенные, межгорные, бассейны, хотя отдельные из них (например, Днепровско-Донецкий бассейн) заключают значительные ресурсы нефти и газа.

Количественные расчеты показывают, что в различных типах бассейнов континентов может залегать не более 30—40% объема всей потенциально нефтегазоносной осадочной толщи Земли, а остальные 70—60% приходится на долю бассейнов, располагающихся в пределах подводных окраин континентов. Соответственно должно быть и примерное распределение прогнозных запасов (Хайн и др., 1971). Конечно, пока это лишь приближенные расчеты планетарного плана, и дальнейшее их уточнение и детализация являются неотложной и весьма ответственной задачей.

Отдельным этапам и стадиям развития нефтегазоносных бассейнов соответствуют не только определенные ряды осадочных формаций, но и образованные ими структурные комплексы и этажи. Последние могут существенно отличаться по общей морфологии и внутреннему строению. Так, структурный план для нижнего, так называемого переходного, комплекса в бассейнах, частично или полностью расположенных в пределах молодых платформ, а также межгорных впадин, обычно резко не соответствует таковому покрывающих слоев. При этом осадки, слагающие такие комплексы, отличаются от осадков вышележащего нормального чехла повышенной катагенетической измененностью, а их складчатые деформации — большей интенсивностью.

В бассейнах межгорных впадин эпигеосинклинальных орогенов прогибы, выполненные отложениями нижнего структурного этажа, как правило, расположены ближе к периферии бассейна, в то время как в его центральной части верхний этаж залегает нередко прямо на фундаменте или на маломощном чехле.

В противоположность внутриплатформенным и внутриорогенным бассейнам, отличающимся обычно более или менее симметричным строением, многие, и притом наиболее важные, бассейны обладают весьма заметной асимметрией, резко сказывающейся на их нефтегазоносности. Таковы, в частности, перикратонно-перигеосинклинальные бассейны, в которых нижний структурный платформенный этаж развит наиболее широко и относительно однообразен как в литологическом, так и в структурном отношении на всей площади бассейна (с общим возрастанием мощности, полноты и «мористости» разреза в направлении геосинклинали), а верхний, молассовый, т. е. орогенный, этаж прижат к складчатому борту бассейна.

Присутствие эвапоритов обычно в средней части разреза бассейна обуславливает значительную дисгармонию подсолевого и надсолевого структурных этажей, создавая совершенно различные условия аккумуляции нефти и газа, различные типы ловушек и залежей. В частности,

в подсолевом этаже нередко наблюдаются аномально высокие пластовые давления в породах, уже давно прошедших стадию диагенеза.

Особую проблему представляет изучение нефтегазоносных бассейнов, расположенных на стыке континентов с океанами. Практически многие моря, особенно из категорий внутренних и окраинных, почти полностью являются перспективно нефтегазоносными, как, например, почти все Каспийское море или значительная часть Северного и ряда других морей.

Сопоставление ныне существующих материалов по периконтинентально-океаническим бассейнам показывает, что слагающая их потенциально нефтегазоносная осадочная толща характеризуется крайне сложным распределением мощностей и условий залегания, значительными изменениями стратиграфического диапазона и формационного состава при преобладающей роли послепалеозойских осадков, а также благоприятными тектоническими и историко-геологическими предпосылками для развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Отсюда следует, что выяснение истории развития Мирового океана является одним из важнейших теоретических вопросов не только тектонической науки, но и морской геологии нефти и газа. В этой связи отметим, что главным образом за рубежом в последние годы усиленно развивается «новая глобальная тектоника», или, как ее еще называют, «тектоника плит», которая представляет собой современную модификацию мобилизма. Признавая спорность отдельных элементов концепции «новой глобальной тектоники», все же приходится считать вероятным, что горизонтальные движения в развитии земной коры океанов играли не менее существенную роль, чем вертикальные. Поскольку этот взаимосвязанный процесс неминуемо сказался и на строении осадочной оболочки не только океанической коры, но и переходных зон от коры континентальной к океанической, он должен был оказать известное влияние и на закономерности нефтегазонакопления.

Пока были предприняты только первые попытки создания единых классификаций поясов нефтегазонакопления и бассейнов, отражающих различия в строении континентов и океанов. Необходимо провести дальнейшую детализацию нефтегеологического районирования дна Мирового океана.

Очень важным новым направлением исследований нефтегазоносных бассейнов является изучение динамики и палеодинамики заключенных в них флюидов — воды, нефти и газа. Работы в этом направлении уже начаты (например, исследования З. А. Табасаранского). В конечном счете именно динамика флюидов, в свою очередь в значительной мере определяемая тектоническим режимом бассейна и изменениями величины теплового потока, решающим образом влияет на размещение и сохранность залежей нефти и газа в пределах бассейна. Вместе с тем необходимо учитывать, что внутренняя структура бассейнов (складчатая, а отчасти разрывная) обязана своим возникновением не только внешним воздействиям на осадочное выполнение бассейна — вертикальным и горизонтальным движениям всей земной коры, но и процессам, происходящим в осадочной толще, — диагенезу, катагенезу и метагенезу (начальному метаморфизму) слагающих ее пород. В связи с этими процессами происходит повышение давления и температуры в глинистых и эвапоритовых отложениях, составляющих обычно заметную часть выполнения бассейнов, что приводит к деформации слоев. Соляная тектоника, вероятно, лишь наиболее яркое проявление этой автономной внутрибассейновой тектоники.

В общем предстоит еще изучить взаимодействие внешних и внут-

ренных факторов в процессе развития бассейнов, особенно заключенных в них высокоподвижных веществ. Становится все более очевидным, что нефтегазоносные осадочные бассейны представляют собой саморегулирующиеся системы. Их осадочное выполнение и заключенные в нем флюиды определенным образом реагируют на изменение внешних условий, нарушающее равновесное состояние компонентов системы и приводящее к их новому равновесию. Среди этих компонентов следует различать высокоподвижные — газ, нефть, воду; относительно подвижные — соли, глины; относительно инертные другие осадочные породы — песчаники, известняки и др. Системный подход к определению бассейнов — один из наиболее перспективных.

Подлежат также изучению баланс поступающего и захороненного в бассейне органического вещества, включающего остаточную рассеянную органику, растворенные в воде углеводороды, углеводороды в залежах нефти и газа, и изменения этого баланса в зависимости от изменения термодинамических условий.

Близко к этому направлению стоят работы по созданию математических моделей нефтегазоносных бассейнов, начало которым было положено работой Б. Тиссо (1970) по сравнительно просто построенному Парижскому бассейну.

В конечном счете практической целью исследований нефтегазоносных бассейнов должна быть разработка критериев прогнозной оценки заключенных в них промышленных запасов нефти и газа и основных закономерностей размещения их залежей в пределах бассейнов разных типов. В этих направлениях предстоит еще большая работа, но она уже плодотворно начата исследованиями по объемно-генетическому методу подсчета запасов А. А. Трофимука и А. Э. Конторовича, работами М. Ш. Моделевского и др.

Можно высказать твердое убеждение, что именно на основе учения о нефтегазоносных бассейнах нефтегазовая геология обретет в ближайшем будущем гораздо более строгий характер, более близкий к уровню так называемых точных наук.

## Л и т е р а т у р а

- Брод И. О. Об основном условии нефтегазонакопления.— Докл. АН СССР, 1947, 57, № 6.
- Брод И. О. Теоретические предпосылки поисков новых нефтегазоносных областей в СССР.— Сов. геол., 1955, сб. 47.
- Брод И. О. Основы учения о нефтегазоносных бассейнах. М., «Недра», 1964.
- Брод И. О., Васильев В. Г., Высоцкий И. В., Кравченко К. Н., Левинсон В. Г., Львов М. С., Оленин В. Б., Соколов Б. А. Нефтегазоносные бассейны земного шара. М., «Недра», 1965.
- Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти.— Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.
- Вассоевич Н. Б., Архипов А. В., Бурлин Ю. К., Серегин А. М., Соколов Б. А., Трофимук А. А. Нефтегазоносный бассейн — основной элемент нефтегеологического районирования крупных территорий.— Вестн. МГУ, геол., 1970, № 5.
- Высоцкий И. В. Вертикальная зональность в образовании и распределении скоплений углеводородов.— В сб. «Генезис нефти». М., «Недра», 1967.
- Калинко М. К. Нефтегазоносность акваторий мира. М., «Недра», 1969.
- Кац Я. Г., Серегин А. М., Соколов Б. А. Тектоническое положение и направленность развития нефтегазоносных бассейнов Африкано-Индостанского региона.— Изв. высш. учебн. завед. Геол. и развед., 1972, № 2.
- Левин Л. Э., Хаин В. Е. Тектонические предпосылки и особенности нефтегазонакопления в системе Мирового океана.— Изв. АН СССР, серия геол., 1971, № 3.
- Соколов Б. А. О направленности и стадийности развития НГБ.— В сб. «III научно-

- отчетная конференция геологического факультета МГУ». Тезисы докл. Изд-во МГУ, 1968.
- Соколов Б. А., Серегин А. М. К проблеме нефтегазоносности морей и океанов.— Вестн. МГУ, геол., 1970, № 5.
- Тиссо Б. Образование углеводородов при термическом распаде органического вещества. Опыт математического моделирования процесса с помощью ЭВМ.— Изв. АН СССР, серия геол., 1970, № 5.
- Хаин В. Е. Нефтеносные отложения неогена юга СССР и условия их образования.— Изв. АН Азерб. ССР, 1951, № 6.
- Хаин В. Е. Геотектонические основы поисков нефти. Баку, Азнефтеиздат, 1954.
- Хаин В. Е. Главные пояса нефтегазообразования Земли.— Вестн. МГУ, геол., 1970, № 1.
- Хаин В. Е. Региональная геотектоника. М., «Недра», 1971.
- Хаин В. Е., Левин Л. Э., Тулиани Л. И. Объем осадочной толщи и прогнозные запасы углеводородов в системе Мирового океана.— Докл. АН СССР, 1971, 200, № 5.

## ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВЕРТИКАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В СТРАТИСФЕРЕ

И. В. ВЫСОЦКИЙ

За последнее время в теоретической и практической геологии нефти и газа сильно возрос интерес к особенностям вертикального распределения в осадочной оболочке земной коры скоплений углеводородов (УВ) различного состава, фазового состояния и размеров. Этот интерес вызван, с одной стороны, возросшей практической значимостью вопроса в связи с вынужденным увеличением в ряде нефтегазоносных бассейнов (НГБ) глубин поисков нефти и газа, а с другой — наметившейся дифференциацией в вертикальном распределении скоплений УВ различного состава и фазового состояния — весьма важной для познания условий их формирования.

Изучение особенностей пространственного распределения скоплений УВ позволило еще много лет назад установить, что в НГБ, расположенных на платформах, большая часть скоплений газа находится в верхней части разреза. Ниже газовой зоны повсеместно прослеживаются преимущественно двухфазные системы — газонефтяные или нефтегазовые залежи или (и) однофазные — нефтяные. Позднее было установлено, что с увеличением глубины появляются вновь однофазные системы — газовые с растворенными легкими низкокипящими УВ (конденсатно-газовые залежи), а еще ниже — залежи сухого газа. Эта особенность размещения скоплений УВ разного фазового состояния позволила сформулировать идею о существовании в разрезе НГБ вертикальной зональности по схеме; газ — нефть — газ.

Впервые на неизбежность дифференциации УВ по фазовому состоянию с изменением глубин их залегания указал В. А. Соколов (1948). Им же позднее была предпринята попытка объяснить эту дифференциацию существованием в разрезе бассейнов ряда пространственных зон, характеризующихся различными термokatалитическими параметрами. Последние обуславливают раздельное возникновение из рассеянного орга-

нического вещества пород (РОВ) УВ различного состава и фазового состояния (Высоцкий, Оленин, 1964).

Вертикальная зональность привлекла внимание многих исследователей (Н. Ф. Балуховский, М. С. Бурштар, Н. Б. Вассоевич, И. В. Высоцкий, А. Я. Кремс, Н. Т. Линдтроп, С. П. Максимов, М. Ш. Моделевский, В. Д. Наливкин, И. И. Нестеров, В. Б. Оленин, З. А. Табарсаранский, В. А. Соколов и другие, из зарубежных — К. Лендес, Г. Хадсон, А. Шарр и другие).

В 1966 г. автор предложил ввести понятие о первичном иммерсионном генетическом ряде УВ и их скоплениях, формирующихся в процессе непрерывного прогибания пород, содержащих ОВ.

В 1971 г. идея о первичном генетическом ряде УВ в несколько уточненном и дополненном виде была положена автором в основу объяснения пространственного размещения залежей нефти и газа и условий их образования в четырех различных НГБ Карпатско-Балканской складчатой области и нашла свое принципиальное подкрепление. На основе этой идеи была разработана методика определения условий формирования нефтяных и газовых месторождений в бассейнах складчатых, платформенных и пограничных областей.

Первичный иммерсионный генетический ряд УВ можно рассматривать как основу модели идеального НГБ, направленность развития которого и современный структурный план обеспечили временное и пространственное соответствие процессов генерации и миграции УВ, с одной стороны, и формирование ловушек для них — с другой. Это соответствие создавало необходимые условия для раздельного формирования в бассейне скоплений УВ разного состава и фазового состояния. Такая модель, учитывающая взаимосвязь главных факторов, определяющих условия генерации и аккумуляции УВ, позволила бы объяснить особенности пространственного размещения скоплений нефти и газа и прогнозировать их размещение в потенциально нефтегазоносных бассейнах.

Модель такого бассейна может быть выведена при признании следующих исходных положений:

1) неисчерпаемости ОВ в условиях существования осадочных пород и соответственно способности его непрерывно (но с различной скоростью) непосредственно генерировать УВ или участвовать в генерации их;

2) детерминированной направленности преобразования ОВ, обуславливающей на различных стадиях превращения его генерацию УВ определенного состава и фазового состояния;

3) одновременности образования ловушек в разрезе бассейна и соответственно способности их улавливать УВ разного состава и фазового состояния, формирующиеся одновременно или позднее возникновения ловушек.

Неисчерпаемость ОВ для образования УВ является очевидной и следует из известного соотношения количества УВ, заключенных в залежах и находящихся в рассеянном виде (Вассоевич и др., 1967), а также из наличия ОВ, содержащего битумы и углеводородные газы, в метаморфических и кристаллических породах (В. А. Соколов, И. А. Петерсилье и др.). Далее следует учесть, что образование УВ происходит из ОВ пород не только пелитовой и пелитоморфной структуры, но и псаммитовой, т. е. по существу из ОВ, находящегося в водной среде. За счет этого источника образование УВ происходит в более жесткой термобарической обстановке, где ОВ пелитовых пород может быть в значительной степени истощено.

Таким образом, существующие в осадочной оболочке земной коры термобарические и геохимические условия не в состоянии полностью реализовать возможности ОВ как источника УВ и их скоплений. Однако это не исключает такого источника ОВ, при котором оно становится способным отдавать (в коллектор) УВ в количествах, необходимых для образования скоплений, контролируемых гравитационными силами.

Направленность превращения ОВ в условиях иммерсионного развития бассейна определяется рядом тесно связанных между собой факторов, на разных стадиях различным образом воздействующих на исходное ОВ. Как известно, преобразование ОВ происходит за счет его внутренней химической энергии и носит характер сопряженного окисления — восстановления. Процесс представляет необратимую химическую экзотермическую реакцию, направлен в сторону снижения свободной энергии и сопровождается, с одной стороны, перманентным образованием и отделением от ОВ соединений с малым запасом энергии ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CH}_4$  и др.), а с другой — образованием сравнительно небольших количеств энергонасыщенных новых соединений — УВ, наиболее устойчивых по сравнению с предыдущими к термобарическим и геохимическим условиям происходящих реакций. Последние протекают в условиях изменяющихся свойств среды существования ОВ (пористость и водонасыщенность, состав, сорбционная и каталитическая активность пород), разных форм нахождения его (в растворе, в коллоидальном или адсорбированном состоянии) и различной экстенсивности воздействия на него некоторых физических агентов (температура, давление). Все это обуславливает неодинаковую скорость реакции и разный состав образующихся в различной обстановке углеводородных продуктов превращения ОВ. По этим признакам (среда, форма нахождения, агенты воздействия) можно выделить три главные физико-геохимические обстановки и соответственно стадии преобразования ОВ, сопровождающиеся образованием УВ, различных по составу и фазовому состоянию.

Первая, начальная, обстановка, соответствующая диагенетической и начальной катагенетической стадиям образования пород, характеризуется нахождением ОВ в водной среде, вероятно в виде гетерогенных мицеллярных комплексов, состоящих из различных компонентов ОВ, связанных между собой сорбционными силами, и в меньшей степени в истинном растворе. Органическое вещество при этом бывает в значительной степени (в начальной стадии полностью) изолированным от активной поверхности минеральной среды вязкопластичной пленкой адсорбированной воды. Пленка имеет высокую плотность (до  $2 \text{ г/см}^3$ ), огромное внутреннее давление (до  $10\,000 \text{ кГ/см}^2$ ), толщину до  $1000 \text{ \AA}$  и не способна растворять какие-либо вещества.

Органическое вещество в начале этой стадии (диагенез) подвергается гидролизу и кратковременной бактериологической обработке, а позднее (ранний катагенез) — более длительному воздействию нарастающей, но небольшой конечной температуры (термолизу). Биогенным путем происходит образование крайних членов УВ метанового ряда — метана и, вероятно, твердых парафинов (Соколов, 1948). Термолиз приводит к образованию газовых УВ: вначале метана, более тяжелого по соотношению изотопов  $\text{C}_{12}$  и  $\text{C}_{13}$ , чем биохимический, а далее его газовых гомологов и, возможно, части жидких наиболее легких УВ метанового ряда.

Образование газа происходит за счет отщепления от различных компонентов ОВ боковых коротких алифатических цепей. Важно подчеркнуть, что образование биогенного и термолитического газов следует ожидать из

ОВ, заключенного как в глинистых, так и в алевролитовых и песчаных породах, поскольку обстановка нахождения и количество ОВ в этих породах на этой стадии литогенеза существенно не различаются.

Зона газогенного термоллиза простирается до глубин погружения пород (1800—2000 м) в область температуры порядка 70°C, когда начинается утонение и разрушение адсорбированной пленки воды и последняя переходит в гравитационную.

Вторая обстановка преобразования ОВ возникает при погружении пород в область температур от 70 до 250°C, т. е. на глубины 2000—7000 м. Наиболее характерной чертой этой обстановки является, наряду с усилением термоллиза, появление нового агента воздействия на ОВ — катализа. Гетерогенный микрокатализ как фактор преобразования ОВ является в связи с высвобождением значительной части активной поверхности пород от адсорбированной воды и замещением ее полярными компонентами ОВ.

Образование полимолекулярного адсорбционного слоя происходит за счет компонентов, распадающихся под влиянием ван-дер-ваальсовых сил, мицеллярных комплексов ОВ, а также компонентов, извлекаемых под влиянием этих же сил из водного раствора. Адсорбционный слой приобретает при этом гетерогенную многослойную структуру, отражающую способность отдельных компонентов к адсорбции. По мере уплотнения пород с глубиной (сближения активных поверхностей) адсорбционные силы увеличиваются, в частности в адсорбцию вовлекаются крупные молекулы.

При этом превращение ОВ в целом происходит в адсорбционном слое и в соответствии с теорией деформации сопровождается разрывом связей молекул и перераспределением водорода с образованием УВ, но уже не только газообразных, но и жидких различного группового состава.

Адсорбционное равновесие является динамическим — молекулы адсорбтива в результате молекулярных сил и теплового движения постоянно обновляются, при этом происходит непрерывное перераспределение веществ в соответствии с их сорбционными способностями; в частности, жирные кислоты, асфальтены и смолы концентрируются во внутренних частях многослоя, а УВ — во внешних, причем в последовательности: ароматические, нафтеновые и наименее слабоудерживаемые — метановые.

Так как скорость диффузии ОВ (перенос к активной поверхности) с температурой растет медленнее, чем экспоненциально развивающаяся скорость превращения ОВ и соответственно перераспределение веществ в многослое, то в начале стадии адсорбент будет обладать избытком емкости. Однако с накоплением асфальтенов и смол (отравляющих катализатор), повышением температуры, переходом монтмориллонитовых глин (наиболее каталитически активных) в гидрослюдистые происходит ослабление каталитического воздействия глин на ОВ — уменьшение скорости и глубины преобразования его. В этих новых условиях ОВ будет генерировать наиболее интенсивно лишь низкокипящие нафтеново-метановые УВ — основу образования конденсатно-газовых скоплений.

Можно полагать, что терموкаталитическая зона в соответствии с изменением активности действующих в ней агентов наиболее интенсивно (в количественном отношении и по разнообразию состава) продуцирует УВ в своей средней части (при температуре 100—200°C), которая поэтому может рассматриваться как основная в образовании УВ, участвующих в составе собственно нефти (главная зона сингенетической нефтенос-

ности, по Н. Б. Вассоевичу и др., 1967; основная фаза нефтеобразования, по О. А. Радченко, 1969; главная фаза нефтеобразования, по Н. Б. Вассоевичу и др., 1969).

Термокаталитическому воздействию подвергается также и ОВ, заключенное в песчаных породах, однако меньшая каталитическая активность этих пород, относительно больший размер водонасыщенных пор, слабо изменяющихся с глубиной, уменьшают интенсивность преобразования ОВ. В силу этого ОВ песчаных пород, вероятно, преобразуется главным образом под воздействием температуры, и соответственно продуктами превращения его являются прежде всего легкие жидкие и газообразные УВ метанового ряда.

Третья, наиболее жесткая обстановка образования УВ в осадочных породах начинается с глубины не менее 7000 м и характеризуется высокой температурой (250—374° С), давлением и слабой каталитической активностью минеральной среды. Остаточное после термокатализа ОВ на этих глубинах является сильно обуглероженным и обедненным водородом. Жидкие и газообразные водородсодержащие компоненты ОВ здесь сорбируются углистым веществом. Образование УВ, предельно насыщенного водородом, — метана, возможно из такого углистого вещества лишь при допущении деструктивной гидрогенизации его. Роль последней в превращении ОВ допускалась рядом исследователей (Г. Л. Стадников, И. М. Губкин, В. А. Соколов и др.).

На существование эффузионного и диффузионного потоков водорода в осадочных породах с увеличивающейся экстенсивностью их с глубиной указывается многими исследователями (В. А. Соколов, И. И. Нестеров, М. Г. Гуревич и др.). Образование реакционноспособного водорода можно ожидать за счет конечного распада ОВ в результате реметаморфизации и перекристаллизации пород фундамента бассейна при погружении их (Р. Готье, Р. Чемберлен, А. Н. Заварицкий, В. А. Соколов и др.).

В условиях этой обстановки ОВ псаммитовых пород, вероятно, будет способным уже генерировать, помимо газообразных, также жидкие УВ.

Размещение скоплений нефти и газа в вертикальном разрезе НГБ, естественно, определяется не только зоной образования различных УВ, но также местом и временем формирования ловушки, способной концентрировать и длительно сохранять образующиеся УВ. По этим признакам можно выделить два основных историко-генетических типа ловушек.

Ловушки первого типа — кониммерсионные возникают в конседиментационных поднятиях и по периферии седиментационного бассейна (ловушки выклинивания) в процессе прогибания его. Образование скоплений УВ в этом случае происходит параллельно с генерацией их. Такой совмещенный процесс при раннем образовании ловушек в бассейне, причем с увеличивающейся их емкостью со временем, должен привести к формированию ряда скоплений, отражающих, с одной стороны, состав УВ, продуцируемых различными генетическими зонами, а с другой — процессы первоначального растворения газа в нефти, далее ретроградного растворения, ретроградного испарения и наконец деструкции УВ (в залежи) на уровне пирогидрогенизационной зоны. Такой ряд должен начинаться сверху, с метановых залежей, и далее через постепенное увеличение роли нефти дойти до чисто нефтяных залежей в средней части ряда; ниже нефть постепенно замещается газовым раствором низкокипящих фракций нефти вплоть до чисто конденсатно-газовых залежей, и в конце ряда опять должны появиться метановые залежи (таблица).

## Таблица

## Вертикальный первично-иммерсионный ряд образования углеводородов и формирования их скоплений

Генетическая зона	Примерные глубина, км температура, °С	Основная форма нахождения ОВ в пелитовых породах	Основные продукты превращения ОВ, участвующие в формировании скопления нефти и газа	Основные превращения в скоплениях	Вещественный состав залежей
Газогенная биохимическая	$\frac{\text{До } 0,3}{10-20}$	Молекулярно-мицеллярные комплексы в воде Истинный раствор	Метан		Метан, растворенный в воде
Газогенная термолитическая	$\frac{0,3-2,0}{20-70}$				Газовая, метановая
Нефтегазогенная термокаталитическая	$\frac{2,0-5,0}{70-180}$	Органо-минеральный комплекс (полимолекулярный адсорбционный слой на поверхности минеральной массы)	Метан и его гомологи	Жидкие УВ преимущественно нафтеново-метановых групп	Газовая, с жирным газом
					Растворение газа в нефти
Конденсатно-газогенная термокаталитическая	$\frac{5,0-7,0}{180-250}$			Жидкие смешанные УВ: нафтеново-метановые, ароматически-нафтеновые. Твердые парафины. Смолы	Газонефтяная
					Ретроградное растворение
Газогенная пирогидрогенизационная	$\frac{7,0-10,0}{250-374}$	Углистое вещество	Метан	Жидкие, преимущественно низкокипящие нафтеново-метановые УВ	Конденсатно-газо-нефтяная (газовая шапка — конденсатный газ)
					Ретроградное испарение
				Метанизация (катагенез) нефти (конденсата)	Конденсатно-газовая
				Ретроградное испарение	Конденсат с газовой шапкой
				Деструкция жидких и твердых УВ	Газовая, метановая
					Газ, растворенный в воде

Второй историко-генетический тип ловушек УВ появляется в процессе инверсии, т. е. складкообразовательных движений. Можно считать, что при этом ловушки появляются на уровне всех генетических зон и одновременно заполняются УВ, образующимися только в этих зонах. Ловушки возникают и развиваются в этом случае в направлении, обратном прогрессирующей генерации УВ.

По мере развития инверсии в составе возникающих залежей происходят существенные изменения, на направление которых, вероятно, не будет значительно влиять поступление новых порций УВ из ОВ, прошедшего ранее более низкие генетические зоны. Эти изменения, определяемые прежде всего амплитудой инверсии, носят как физический (эрозия, дегазация, эффузионные потери, ретроградное испарение), так и химический (гипергенез) характер. Однако в целом в НГБ должен сохраниться ряд скоплений, соответствующий схеме (сверху вниз): газ + нефть (двухфазная система) — нефть — конденсатный газ — газ + конденсат (двухфазная система) — газ. Очевидным является выпадение из ряда верхних газовых скоплений из-за повышенной проницаемости этой части разреза.

Различный характер сочетания процессов генерации УВ и формирования аккумуляционных емкостей является одной из главных причин отклонения реально существующих вертикальных рядов скоплений в НГБ от теоретически ожидаемых в соответствии с размещением генетических зон.

Образование УВ и их накопление являются следствием множества разнообразных процессов, протекающих в земной коре, которые, однако, порождают определенную систему, заключающуюся в закономерном размещении в разрезе НГБ УВ разного состава и фазового состояния. Эта закономерность и возможность объяснений отклонений от нее ориентируют поиски нефти и газа и приближают нас к однозначному решению проблемы происхождения нефти и газа.

### Литература

- Вассоевич Н. Б., Высоцкий И. В., Гусева А. Н., Оленин В. Б. Углеводороды в осадочной оболочке Земли.— Вестн. МГУ, геол., 1967, № 5.
- Вассоевич Н. Б., Корчагина Ю. И., Лопатин Н. В., Чернышев В. В. Главная фаза нефтеобразования.— Вестн. МГУ, геол., 1969, № 6.
- Высоцкий И. В. Вертикальная зональность в образовании и распределении скоплений углеводородов.— В сб. «Генезис нефти». М., «Недра», 1967.
- Высоцкий И. В. Формирование нефтяных месторождений в складчатых областях. М., «Недра», 1971.
- Высоцкий И. В., Оленин В. Б. Глубинная зональность в распределении скоплений углеводородов.— Вестн. МГУ, геол., 1964, № 6.
- Радченко О. А. Об особенностях химического преобразования ископаемого органического вещества различного генетического ряда.— Химия твердого топлива, 1969, № 1.
- Соколов В. А. Очерки генезиса нефти. М., Гостоптехиздат, 1948.
- Соколов В. А. Геохимия природных газов. М., «Недра», 1971.

## МИРОВЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕЙ И ИХ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ В ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

А. К. МАТВЕЕВ

Разнообразие направлений использования углей, возможности добычи и причины конъюнктурного характера обусловили три основных варианта исчисления их запасов: геологические запасы, специализированные запасы, конъюнктурные.

Первый из них характеризует общее количество запасов углей в земной коре, подсчитанных по установленным международным нормам. Во втором варианте предусматриваются запасы углей только определенного направления их использования, притом в достаточно близкое время. Конъюнктурные запасы имеют еще более непостоянный и, как правило, локальный характер.

Установление количества общих геологических запасов в настоящее время является очень сложным.

Впервые мировые запасы углей по единым для всех стран нормам были подсчитаны в 1913 г. к XII Международному геологическому конгрессу в Торонто. По принятым тогда нормам к подсчету принимались пласты угля минимальной мощностью 0,3 м до максимальной глубины 1200 м и мощностью свыше 0,6 м до максимальной глубины 1800 м.

Общие геологические мировые запасы углей по этим подсчетам исчислялись в 7397 млрд. т. В дополнение к этим подсчетам спустя почти четверть века, в 1937 г., к происходившей в Москве XVII сессии МГК некоторыми, преимущественно европейскими, странами были представлены новые данные о запасах углей в этих странах, подсчитанные по тем же нормам. С учетом этих данных и некоторых изменений по ряду стран мировые запасы углей повысились до 7731 млрд. т. Так как эти дополнения относились не ко всем странам, учтенным при первом подсчете, то, естественно, они не отражали действительных мировых запасов углей и могут считаться минимальными, хотя для того времени близкими к реальным. Существенное, можно сказать, очень резкое повышение запасов углей произошло в результате успешно проведенных в СССР в довоенные и послевоенные пятилетки геологоразведочных и поисковых работ. Запасы углей в нашей стране к 1957 г. возросли до 8669 млрд. т против 1654 млрд. т, считавшихся к 1937 г. При этом следует отметить, что подсчет запасов углей СССР к 1957 г. производился по несколько более жестким нормам, чем в 1913 и 1937 гг. За период 1937—1957 гг. такого рода, т. е. с соблюдением международных норм, подсчетов запасов официальными геологическими организациями других стран, кроме Китая, ЮАР, Японии, КНДР, МНР и Балканских стран, опубликовано не было (Матвеев, 1966, 1968, 1969). Из этих стран наиболее крупные изменения относятся к Китаю, где вместо прежних 995,6 млрд. т запасы официально исчисляются 1500 млрд. т; к ЮАР, где вместо прежних запасов 56,1 млрд. т теперь установлено 206—226 млрд. т; в Болгарии запасы от 0,4 млрд. т возросли до 7,5 млрд. т; в Югославии — с 4,7 до 19,8 млрд. т; в Японии — с 8 до 18 млрд. т. В Монгольской Народной Республике, где ранее запасы не исчислялись, теперь они составляют 219,5 млрд. т. В целом эти изменения составляют 806—826 млрд. т; изменения запасов углей по другим странам незначительны и относятся или к отдельным месторождениям, или к бассейнам, преимущественно

за счет локального расширения уже известных площадей. Эти изменения нашли свое отражение в геологической литературе 1958—1960 гг. в виде установления мировых геологических запасов углей в количестве 16 000—16 500 млрд. т, т. е. 16,0—16,5 триллиона тонн (Матвеев, 1960, 1966, 1968, 1969; Угольная промышленность капиталистических стран, 1970). При различных подходах к оценке запасов величины их у различных авторов оказались достаточно сходными. Это указывает на то, что такое количество запасов можно считать близким к действительности. В последующее время результаты проведенных в СССР и Латинской Америке поисковых и разведочных работ привели к новому существенному повышению цифр общих геологических запасов. По Советскому Союзу после упомянутого генерального подсчета запасов в 1957 г. за последующие 10 лет геологические запасы (соответственно тем же нормам 1957 г.) возросли еще на 2165 млрд. т (Тыжнов, 1970), что повысило геологические запасы СССР до 10,8 триллиона тонн, а мировые запасы до — 18,2—18,7 триллиона тонн.

В Латинской Америке разведочные работы привели к открытию бурых углей третичного возраста в бассейне Алта Амазона с запасами в количестве 2,2 триллиона т. При подтверждении этих данных более детальными исследованиями мировые запасы угля можно округленно принять в 20,5—21,0 триллион т.

Как по причине еще недостаточной геологической изученности некоторых территорий, так и в силу того что в некоторых странах, после 1913 г. впервые производивших подсчет геологических запасов, принимались более жесткие, чем международные, кондиции, приведенные цифры 20,5—21,0 триллион т нельзя еще считать полностью отражающими предельное количество содержащихся в недрах углей, а скорее отражающими их минимальное количество в рамках предъявляемых к таким подсчетам требований.

Среди специализированных подсчетов запасов, производимых для разных целей (подсчеты запасов возможной минимальной газогенерирующей массы в общем разрезе земной коры или в какой-то его части, определения масштабов развития антрацитов или коксовых углей, установление количества запасов, пригодных для открытой добычи, и пр.), наиболее полными и авторитетными являются подсчеты запасов, производимые к периодическим сессиям Мирового энергетического конгресса (МИРЭК). Большим достоинством этих подсчетов является то, что они производятся почти всеми странами по единым кондициям. Несколько более жесткие кондиции МИРЭК по сравнению с принятыми для подсчета геологических запасов, а именно уменьшение предельной глубины подсчетов для бурых углей до 500 м и каменных — до 1200 м, естественно, привели к некоторому уменьшению исчисляемых МИРЭК мировых запасов углей<sup>1</sup>.

На последней сессии МИРЭК, проходившей в 1968 г. в Москве, согласно отдельным национальным обзорам топлива в секциях А<sub>1</sub> и А<sub>2</sub>, достоверные и вероятные запасы углей на земном шаре составляют 7698,0 млрд. т<sup>2</sup>, из которых 672,7 млрд. т относятся к категории достоверных и 7025,3 млрд. т к категории вероятных. А. Паркер (1970) об-

<sup>1</sup> В некоторых странах Западной Европы разработки углей ведутся на глубине не более 1200 м.

<sup>2</sup> В том числе достоверные и вероятные запасы по СССР были приняты, по данным на 1966 г., в количестве 4121,6 млрд. т.

щие запасы до глубины 1200 м для каменных углей и 500 м для бурых исчисляет в 9200 млрд. т, из которых 7100 млрд. т относятся к битуминозным углям и антрацитам, 2100 млрд. т — к бурым углям и лигнитам.

Подсчеты запасов третьего вида, как уже указывалось, производятся по причинам разнообразного характера, главным образом для установления потенциальных возможностей при изменении условий конкуренции с другими видами топлива или энергии, при необходимости зональной унификации норм и т. д.

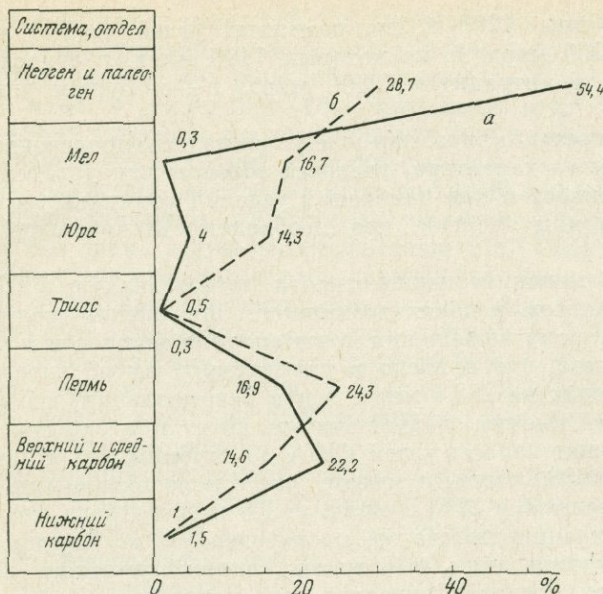
К первому роду изменений можно отнести произведенную в США в 1968 г. переоценку запасов, в целях возможного повышения рентабельности разработок, в сторону повышения кондиционной мощности и уменьшения глубины подсчета, что привело к уменьшению их по категориям достоверных и вероятных на 258,4 млрд. т и к рекомендации, что реальными для рентабельной выемки следует считать лишь 50% запасов. В конечном результате общие запасы углей США до глубины 914 м по этим подсчетам составили 2605,8 млрд. т, вместе же с перспективными, т. е. глубже 914 м, оцениваются в 2911,5 млрд. т. Ко второго рода причинам можно отнести унификацию подсчетов, произведенную по нормам СЭВ, т. е. распространяющуюся лишь на страны социалистического лагеря. Согласно этим нормам, предусматривается вовлечение в запасы пластов каменных углей мощностью свыше 0,45—0,50 м, бурых — свыше 0,7—1,0 м при максимальной глубине подсчета первых 1800 м, вторых — до 600 м; геологические запасы углей СССР по этим нормам составят 6800 млрд. т.

При распределении общих геологических запасов угля по геологическому возрасту следует учитывать, что, хотя угленосность известна в образованиях девона, силура или, может быть, даже в более древних отложениях, запасы углей этого возраста ничтожно малы по сравнению с запасами углей других геологических систем и поэтому не входят в рассмотрение.

Закономерность распределения геологических запасов относится к числу статистических закономерностей, характеризующихся повышением достоверности по мере повышения геологической изученности. В соответствии с этим статистическим закономерностям может быть дано название соответствующих порядков: первого порядка, когда эта закономерность устанавливается на основании относительно меньшего статистического материала; второго — когда при сохранении выявленной в первом случае тенденции эта закономерность на базе более обширного материала уточняет или даже изменяет отдельные элементы этой тенденции; третьего и т. д. порядков, возрастанию которых сопутствует и возрастание достоверности новых данных по отношению к данным предыдущего порядка.

Впервые после 1913 г. распределение мировых запасов угля по геологическому возрасту было дано П. И. Степановым (1937 г.), указавшим на тенденцию их возрастания по мере перехода к наиболее молодым геологическим системам — палеогену и неогену при общем количестве исчислявшихся тогда запасов в 7,7 триллиона т.

Эта общего характера тенденция сохраняет свое значение для известных в настоящее время запасов 18—21 триллион т (см. фигуру). Однако в отношении распределения их по другим системам новые данные в значительной мере корректируют прежние представления об относительном удельном весе запасов углей отдельных геологических систем.



Стратиграфическое распределение (в %) мировых запасов угля по геологическим системам (по П. И. Степанову, 1937)

а — по подсчетам к 1937 г.; б — по подсчетам к 1957 г.

Из приведенного выше материала следует, что достаточно точных данных об абсолютной величине мировых запасов углей в настоящее время не существует вследствие разнообразия применяемых различными странами принципов подсчетов запасов в отношении как минимальной мощности пластов углей, так и максимальной глубины подсчета.

Парадоксальным является то, что, несмотря на увеличивающуюся глубину разработок углей, в ряде стран приближающуюся к 1200—1500 м, т. е. к предельной глубине подсчетов по международным кондициям 1913 г., при проведении новых подсчетов запасов угля наметилась тенденция к произвольному, без геологических обоснований уменьшению подсчетной глубины и отчасти — к повышению нижнего предела рабочей мощности угольного пласта.

Такое, можно сказать, хаотическое состояние вопроса о ходе угленакпления и об угольных ресурсах земного шара в последнее время обратило на себя внимание международной геологической общественности, в частности действующей в пределах Международного союза геологических наук (МСГН) и ЮНЕСКО так называемой Международной программы по геологической корреляции (МПК), в одном из решений которой «рекомендовано обратить особое внимание на распространение во времени и в пространстве каменных углей и вмещающих их отложений».

В порядке выполнения этой рекомендации в МГУ на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых составлена Карта угольных месторождений мира масштаба 1 : 10 000 000 (1971 г.). Установление же количественного распределения угленосности в стратиграфическом разрезе и по площади является сложным вопросом, требующим проведения ряда предшествующих этому согласованных в международном масштабе решений.

Новая методика подсчета запасов должна иметь более широкое сочетание этих параметров: увеличение количества горизонтов подсчета для первых 800—900 м (по сравнению с их количеством, принимавшимся в 1913 г.), дифференцированные подсчеты в каждом из этих горизонтов по ряду двух-трех мощностей — от минимальной для всего подсчета до более значительных.

Сосредоточение в СССР более половины мировых запасов углей, их разнообразие по геологическому возрасту, условиям распространения и залегания, большой опыт в области подсчета запасов углей — все это для советских геологов является надежной предпосылкой к составлению и вынесению на международное обсуждение вполне квалифицированной методики подсчета геологических запасов и к активному участию в определении их количества.

### Литература

- Матвеев А. К. Геология угольных месторождений СССР. М., Госгортехиздат, 1960.  
Матвеев А. К. Угольные месторождения зарубежных стран. Евразия, 1966; Австралия и Океания, 1968; Африка, 1969. М., «Недра».  
Тыжнов А. В. Геологические запасы углей СССР. — Сов. геол., 1970, № 4.  
Угольная промышленность капиталистических стран. Статистический обзор. М., ЦНИТЭК, 1970.  
Parker A. World energy prospects. — Fuel, 1970, 49, N 3.

## ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

Н. И. МАРКОВСКИЙ

Биогенное происхождение ископаемого угля и горючих сланцев ни у кого не вызывает сомнения. Лишь немногими исследователями оспаривается аналогичный генезис нефти и природного газа. Весь мировой опыт плодотворных поисков, разведки и эксплуатации этих углеводородов давно опирается на концепцию об образовании их за счет органического вещества. Попытки же сторонников абиогенного происхождения нефти и газа указать конкретные площади и критерии для поисково-разведочных работ до сих пор оказываются бесплодными.

Все же, несмотря на очевидную биогенную природу горючих ископаемых, даже учеными, стоящими на позиции их органического происхождения, учитываются далеко не все стороны экогенеза органического мира, воздействия биосферы на литогенез и другие вопросы, связанные с развитием жизни и размещением ее продуктов в земной коре.

В 1875 г. Зюсс ввел в геологию представление о биосфере как об особой оболочке земной коры, охваченной теми или иными формами жизни. В начале XX в. основоположник биогеохимии В. И. Вернадский разработал учение о биосфере, пределы которой им определены «полем существования жизни». Последняя, как известно, может проявиться только в определенной среде, в определенных физико-химических условиях.

Настоящим переворотом в естествознании явилось учение В. И. Вернадского о геологической роли организмов. Он указывал, что живые ор-

ганизмы — это могучая геологическая сила. «На земной поверхности нет химической силы, более постоянно действующей, а поэтому и более могущественной по своим конечным последствиям, чем живые организмы, взятые в целом... По существу живое вещество охватывает своим влиянием всю химию земной коры и направляет в ней, почти для всех элементов, их геохимическую историю» (Вернадский, 1967, стр. 127, 241).

Однако, как отмечает Л. Ш. Давиташвили (1971), биосфера не могла возникнуть сразу во всем ее объеме и разнообразии. Она должна была пройти более или менее сложный путь развития и экспансии. Поэтому и органическое вещество, из которого впоследствии образовывались каустобиолиты, не отлагалось по одним и тем же законам во все времена. Рассматривая зависимость накопления ОВ в осадках от эволюции органического мира, он справедливо замечает, что систематические исследования в этом направлении по существу еще не начаты, и в геологической науке до сих пор уделяется крайне мало внимания проблеме воздействия биосферы на литогенез.

А. В. Хабаковым (1937), Ю. А. Жемчужниковым (1948), В. Л. Комаровым (1961) и другими естествоиспытателями подчеркивается неповторимость и неравномерность развития органического мира в геологической истории Земли. В кембрии поверхность нашей планеты и ее живые обитатели не были похожи на современных. На суше отсутствовала растительность, хотя в морских бассейнах уже достаточное развитие получили простейшие организмы, различные водоросли и сравнительно однообразные представители фауны. Состав атмосферы того времени отличался избытком углекислоты и недостатком кислорода.

Силурийский период характеризовался накоплением в морях горючих сланцев за счет массового развития водорослей. После выхода растений на прибрежную сушу в девоне образуются первые барзасские угли и псилофитов. Интенсивное угленакопление в карбоне протекало в заболоченных лагунах и приморских лесах, все больше и больше завоевывавших сушу. Пермские углеобразующие растения отличались типичным континентальным характером и приспособленностью к более сухому климату.

В триасовом периоде в результате ряда геологических и климатических стрессов произошло резкое изменение физико-географических и биологических условий, приведших к уничтожению значительной части древней флоры и фауны. Юрское угленакопление происходило в широких пределах гумидных равнин, удаляясь на большие расстояния от морского побережья. Растительный и животный мир мелового и особенно третичного времени приближается к современному. Третичная система соответствует максимальному расцвету жизни. Однако во второй половине кайнозоя сильное похолодание уничтожило ряд теплолюбивых организмов и вызвало замену их более выносливыми.

Ход эволюции растительного мира позволил Ю. А. Жемчужникову подметить явное поступательное изменение угленакопления в течение геологического времени. Оно выражено в миграции фаций углеобразования от морского дна и берега моря к внутриматериковым площадям. Очевидно, нечто подобное происходило и с теми представителями органического мира, за счет которых накапливался исходный материал для образования нефти, только развитие их происходило от прибрежной зоны в сторону больших глубин и менее благоприятных частей морских бассейнов.

В земной коре, согласно В. И. Вернадскому, различаются четыре разные формы нахождения химических элементов, через которые они

проходят во времени и которые определяют их историю. Это горные породы и минералы, магма, рассеянные элементы, находящиеся в свободном состоянии, живое вещество. Химические элементы, очутившись в живом организме, попадают в такую среду, которую они не находят нигде в другом месте на нашей планете. Такая оценка роли живых организмов позволяет верно подойти не только к проблеме образования нефти, но и к процессам формирования ее залежей.

С появлением жизни на нашей планете образовалась биосфера, в пределах которой происходят сложные химические преобразования, создаваемые и поддерживаемые живыми организмами, теснейшим образом связанными с окружающей их косной средой. В. И. Вернадский считал, что нет ни одного организма, который бы в своем дыхании и питании не был связан, хотя бы отчасти, с косной материей.

Для жизни организмов чрезвычайно важны условия дыхания и питания. С этой точки зрения организмы делятся на автотрофные, которые в своем питании независимы от других организмов, и гетеротрофные, питающиеся органическими соединениями, созданными другими живыми организмами. Автотрофные организмы в отличие от гетеротрофных развиваются целиком из веществ «мертвой» природы. Азот, кислород, углерод и водород, составляющие главную массу их состава, образуются за счет минеральных веществ.

Среди автотрофных организмов особое положение занимают две резко различные группы — это зеленые хлорофильные организмы растений и быстро размножающиеся бактерии. Хлорофильные организмы, включающие зеленый планктон морей и океанов, являются главным механизмом биосферы, который путем фотосинтеза создает химические тела, аккумулирующие лучистую энергию Солнца. Бактерии, широко распространенные в водоемах и их осадках, обладают геохимической энергией, в десятки и сотни раз превышающей ту же энергию растений.

Одной из важнейших особенностей автотрофных бактерий, по В. И. Вернадскому, является «всюдность» их распространения. Однако отсутствие больших скоплений их связано с особыми условиями питания. Дело в том, что они получают нужную для жизни энергию, окисляя соединения азота, серы, железа, марганца, углерода. Эти соединения обычно в той или иной степени бывают уже окисленными, поэтому количество пищи для бактерий весьма ограничено. Кроме того, существует равновесие между бактериями, восстанавливающими сульфаты, и автотрофными организмами, окисляющими их.

Распространение живых организмов в гидросфере с момента появления жизни во все последующие геологические периоды удерживалось в определенных зонах, несмотря на изменчивость их форм жизни и положения гидросферы. Это были области или участки сгущения ее, где происходила наибольшая трансформация солнечной энергии. Рассматривая самое общее распределение жизни в океане, В. И. Вернадский выделял в нем четыре статических скопления жизни: две пленки — планктон и донную и два сгущения — прибрежное (морское) и саргассовое.

Прибрежные сгущения иногда охватывают всю толщу воды вплоть до донной пленки. Они всегда связаны с более мелкими частями океана, с морями и прибрежными его областями. Донная пленка — это область интенсивного проявления химической жизнедеятельности организмов, область восстановительной среды, постоянного отложения осадков погибших организмов, попадающих из планктонной и прибрежной пленок. Эти остатки переполнены анаэробными бактериями, увеличивающи-

ми восстановительный характер среды. Донные пленки вместе с прилегающими к ним прибрежными скоплениями организмов, по-видимому, являются наиболее благоприятными областями накопления будущих нефтенегенерирующих отложений.

Иное распространение жизни происходит на суше, где почва и населяющие ее фауна и флора по существу представляют собой одну живую пленку. Между тем и среди этой пленки имеются сгущения живого вещества в различных континентальных водоемах. В почве преобладает окислительная среда, и в ней развивается жизнь, пока почва влажная. Присутствие воды — неперемное условие существования и размножения живых организмов. Главная масса воды в биосфере суши сосредоточена в болотах и озерах, с которыми связано накопление торфа и сапропеля.

Итак, области концентрации живой материи — живые пленки и сгущения жизни — являются теми областями, где сосредоточены разнообразнейшие установившиеся системы динамических равновесий земных химических элементов, где лучистая энергия Солнца принимает формы земной свободной химической энергии. Существование этих областей определяется проникновением солнечных лучей, а также свойствами того живого вещества, которое аккумулирует и трансформирует солнечную световую энергию в химическую.

Совершенно очевидна непосредственная связь между распределением морей и континентов, с одной стороны, и прибрежными сгущениями жизни — с другой. Эта связь несомненно имеет решающее значение в процессе нефтеобразования и нефтегазонакопления, и раскрыть ее можно только путем восстановления палеогеографии отдельных периодов развития земной коры.

Дальнейшее развитие учение о биосфере получило в трудах А. П. Виноградова, Н. М. Страхова, Б. Б. Полюнова, В. И. Лебедева, Н. Б. Белова, А. И. Перельмана и др. Идеи В. И. Вернадского в геохимии нефти и газа успешно развиваются Н. Б. Вассоевичем, В. В. Вебером, С. Г. Неручевым, О. А. Радченко, К. Ф. Родионовой, В. А. Соколовым, В. А. Успенским и др. Так, по мнению последнего (Успенский, 1970), в биологической структуре биосферы основная масса живого вещества сосредоточена там, где жизнь развивается чрезвычайно интенсивно и где мир автотрофных и гетеротрофных организмов сбалансирован в виде равновесного сочетания процессов синтеза и разрушения. Огромная работа, которая была осуществлена живым веществом в процессе формирования осадочной оболочки Земли, иллюстрируется В. А. Успенским следующими данными. Суммарная годовая продукция живого вещества по отношению к массе осадочной оболочки составляет около 0,003%. Но суммарная продукция этого вещества за все время существования биосферы примерно в 30 раз превосходит современную массу осадочных пород. В осадках захороняется лишь ничтожная часть органических веществ. Из общей массы углерода в водах океана углерод растворенного органического вещества составляет лишь 8,7%. Остальные 91,3% приходится на карбонатный углерод и углерод растворенной углекислоты.

Развитие жизни и накопление органических веществ происходят наиболее интенсивно в прибрежных частях океана и морей. На шельфах океанов, в мелководных морях, заливах и лагунах, кроме местной растительности и животной органики, накапливается большое количество органического материала, приносимого с суши. Здесь же в результате раз-

ложения органического вещества создается восстановительная среда, не свойственная континентальным и глубоководным осадкам. Поэтому области выдержанного распространения восстановительных обстановок бывают приурочены к эпиконтинентальным морям и наземным водоемам. Общая площадь этих обстановок, по В. А. Успенскому, составляет 15—20% от суммарной площади земной поверхности. Именно здесь происходят максимальное накопление осадков, наибольшая концентрация органического вещества и образование всех горючих ископаемых.

Смены морского режима континентальным приводят к переработке осадков и разрушению содержащегося в них органического вещества. Но с новым циклом седиментогенеза биогенный синтез рождает новое органическое вещество. Согласно В. А. Успенскому, примерные подсчеты приводят к колоссальным величинам общей массы живого вещества, населявшего нашу планету на протяжении всей истории жизни. Эта масса значительно превышает размеры современного Мирового океана. Из общей массы осадков, отлагающихся в океане, более 70% задерживается в эпиконтинентальной зоне и всего 14% отлагается в глубоководной. Общее количество углерода, накапливающегося ежегодно вместе с осадками в эпиконтинентальной зоне океана, составляет 75,7% от суммарной массы углерода, поступающего в течение года в осадки Мирового океана. Из всего количества органического углерода 75% приходится на область шельфа, причем процентное содержание его в суммарной массе углерода возрастает по направлению к прибрежной зоне. Максимальных величин оно достигает в осадках континентальных водоемов. Доля органического углерода к суммарному количеству всего углерода в различных осадках, по В. А. Успенскому (1970), составляет (в %): глубокого океана — 12,3; континентального склона — 34,2; шельфа — 40,4; озера — 78,8; болот — 100,0.

Таким образом, зона перехода от моря к суше, где не только накапливается в осадках больше всего органического вещества, но и создаются благоприятные условия его захоронения, является той областью, с которой прежде всего связано образование углеводородов и формирование их залежей. Не случайно абсолютное большинство месторождений горючих ископаемых расположено в отложениях, накопление которых произошло на обширных площадях по обе стороны древних береговых линий.

Для оценки перспектив нефтегазоносности отдельных стратиграфических интервалов осадочного чехла наряду с учетом целого ряда известных факторов большое значение имеет учет эволюции органического мира, которым поставляется исходный материал для всех каустобиолитов. И если это относительно нетрудно сделать для углеобразующего ОВ, то гораздо сложнее обстоит дело с ОВ, из которого образуется нефть, тем более что последняя является весьма подвижной системой.

Исходя из того, что главным материалом для нефтеобразования служит морской биос, приведем расчет, по Л. Ш. Давиташвили (1971), продуктивности основных экологических групп современного океана:

	Биомасса сырого веса, г	Продукция за год
Фитопланктон . . . . .	$1 \cdot 10^{15}$	$7 \cdot 10^{17}$
Бактерии . . . . .	$1,4 \cdot 10^{14}$	$1,4 \cdot 10^{17}$
Зоопланктон . . . . .	$1,5 \cdot 10^{16}$	$5 \cdot 10^{16}$

Разумеется, биос и его продуктивность не могли быть постоянными на протяжении всего времени накопления осадочных пород, так как

темпы развития различных ветвей органического мира испытывали огромные колебания.

Рассматривая в своей оригинальной работе биологические условия и эволюцию накопления горючих ископаемых, Л. Ш. Давиташвили (1971) приходит к ряду положений, из которых наиболее интересны следующие.

1. Для выяснения закономерностей накопления исходного ОВ каустоболитов необходимо изучение изменяющегося во времени отношения между биомассой и производительностью автотрофной жизни, с одной стороны, и биомассой и производительностью гетеротрофной жизни — с другой. Древнейшие гетеротрофные организмы, разрушавшие накопившееся на дне морей ОВ, действовали медленнее и слабее, чем современные. Поэтому в докембрийское время накопление ОВ могло протекать и в таких условиях, которые теперь исключают этот процесс.

2. Древнейшим из биотопов, богатых органической жизнью, является верхняя эвтрофическая, хорошо освещаемая часть мелководной полосы, которая до конца докембрия должна быть наиболее благоприятной для отложения и сохранения избытка ОВ. Данные о распространении карбонатных водорослей, углистых и битуминозных пород в докембрийских отложениях подтверждают то обстоятельство, что мелководная полоса морей уже в докембрии и особенно в протерозое была исключительно благоприятной для накопления ОВ.

3. Одной из очередных задач в области изучения генезиса каустоболитов является исследование тех изменений биологических условий накопления ОВ, которые связаны с дальнейшим продвижением органического мира в сторону больших глубин моря, а также вызваны различными преобразованиями лика Земли от девона доныне.

4. Материки докембрия не имели сколько-нибудь значительного площади, биомассе и производительности растительного покрова и, следовательно, не могли давать заметные количества ОВ.

5. Эволюция органического мира создала биологические предпосылки для дифференциации растительного вещества, по-видимому, в конце девона. До этого ОВ с суши поступало в море в незначительных количествах.

Общий вывод из всех положений сводится к тому, что в течение геологического времени отношения между органическим миром и окружающей его средой претерпевают глубокие коренные изменения, которые в одних случаях являются универсальными, в других — региональными, в третьих — локальными. Но в любом случае эти изменения могут оказаться чрезвычайно важными для понимания процессов накопления исходного вещества горючих ископаемых, а следовательно, и закономерностей размещения последних в земной коре.

В связи с этим заслуживает внимания распределение выявленных скоплений нефти и газа по возрасту вмещающих их отложений. Приведем таблицу, составленную Г. С. Преображенской и др. (1971).

Казалось бы, что на данной таблице должно было бы четко отразиться общее возрастающее развитие жизни в геологической истории. Однако нельзя забывать наложение на процесс нефтегазонакопления других факторов. Кроме того, не во всех случаях происходило погружение потенциальных материнских отложений на глубины, отвечающие оптимальным условиям генерации углеводородов. Несмотря на максимальный расцвет живых организмов в кайнозое, видимо, общее гипсометрическое положение пород этого времени не позволило стать им наиболее продуктивными в отношении нефтегазоносности.

Из таблицы видно резкое отставание количества выявленных у нас в стране месторождений нефти в отложениях мезозоя от мировых показателей. Это, очевидно, объясняется не продуктивностью самих отложений, а пока недостаточной их разведанностью. Видимо, мы еще не раскрыли полностью нефтяных богатств наших мезозойских недр. Кроме Западной Сибири, в них можно ожидать большие запасы нефти прежде всего в Прикаспийской синеклизе, на Туранской и Скифских плитах и в ряде других районов Советского Союза.

Таблица

**Распределение нефти и газа в отложениях различного возраста**

Возраст отложений	По СССР, %				В целом по земному шару, %	
	нефть		газ		нефть	газ
	всех групп месторождений	крупных и близких к ним по запасам	всех групп месторождений	крупных и близких к ним по запасам		
Кайнозой . . .	29,43	24,7	23,7	18,8	20	10
Мезозой . . . .	3,97	9,2	45,7	57,9	60	75
Палеозой . . .	66,6	66,1	29,6	23,3	20	15

При всей подвижности и перемещаемости жидких и газообразных углеводородов все же они располагаются в горизонтальном и вертикальном положении сравнительно недалеко от места накопления исходного ОВ. Вот почему, не умаляя роли и значения всех других факторов, участвующих в генерации и аккумуляции их, необходимо восстанавливать структуру и историю развития биосферы, неразрывно связанные с палеогеографией. Только в таком случае можно рассчитывать на установление более полных закономерностей пространственного размещения залежей нефти и газа.

Благодаря палеогеографическим исследованиям к настоящему времени с достаточной определенностью выяснено, что основными областями или поясами нефтегазонакопления являются мелководные зоны древних морских бассейнов и их побережье. Крупнейшие же месторождения чаще всего бывают приурочены к дельтовым и авандельтовым образованиям, к так называемым узлам нефтегазонакопления (Марковский 1965, 1968а, б).

Известно, что нефть и газ разведуются и добываются на морском шельфе уже 80 странами. Только шельфы, прилегающие к Советскому Союзу, составляют около 7 млн. км<sup>2</sup>, т. е. более чем в 2 раза превышают площадь Западно-Сибирской низменности. Перспективность всех шельфов неравноценна. Она определяется прежде всего тем, насколько в их пределах и поблизости создавались в прошлом благоприятные условия для массового развития организмов, накопления и захоронения их остатков, характером прогибания и дальнейшим превращением ОВ в углеводороды, наличием коллекторов и покрышек, а также ловушек, способных аккумулировать нефть и газ в залежи.

После всего сказанного нетрудно оценить роль и значение органического мира не только в образовании, но и в размещении горючих иско-

паемых. Это чрезвычайно существенное обстоятельство должно учитываться при выборе оптимальных комплексов и направлений поисково-разведочных работ, а равно и при проведении научно-исследовательских работ в геологии каустобиолитов.

### Литература

- Вернадский В. И.* Биосфера. М., «Мысль», 1967.
- Давиташвили Л. Ш.* Эволюция условий накопления горючих ископаемых. М., «Недра», 1971.
- Жемчужников Ю. А.* К вопросу о современном состоянии актуалистического метода в литологии.— Литол. сб. 1, 1948.
- Комаров В. Л.* Происхождение растений. М., Изд-во АН СССР, 1961.
- Марковский Н. И.* Палеогеографические условия размещения крупных залежей нефти и газа. М., «Недра», 1965.
- Марковский Н. И.* Ископаемые дельты — зоны максимального угле- и нефтегазонакопления. Междунар. геол. конгр. XXIII сессия. Докл. сов. геол. Проблема 8. М., «Наука», 1968а.
- Марковский Н. И.* Палеогеографическая оценка поясов и узлов нефтегазонакопления.— Изв. АН СССР, серия геол., 1968б, № 10.
- Преображенская Г. С., Клычева Н. Ю., Иванова К. П.* Геологические закономерности распространения крупных месторождений нефти и газа в СССР.— Труды ВНИГРИ, 1971, вып. 286.
- Успенский В. А.* Введение в геохимию нефти. Л., «Недра», 1970.
- Хабаров А. В.* О неравномерности накопления и об основных периодах развития органогенных фаций. Тезисы докл. XVII МГК. М., 1937.

# НЕФТЯНАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ И ЛИТОЛОГИЯ

## РАЙОНИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

В. Б. ОЛЕНИН

Районирование нефтегазоносных территорий проводится с самых различных позиций: с использованием административно-территориальных, физико-географических, геоморфологических, гидрогеологических, структурно-тектонических и литолого-фациальных признаков. Применение каждой из перечисленных разновидностей признаков позволяет сделать на базе проведенного районирования определенные выводы о характеристике нефтегазоносности.

Разграничение нефтегазоносных территорий по административно-территориальному признаку дает отчетливое представление о распределении скоплений нефти и газа по провинциям, краям, областям и районам того или иного государства.

При районировании нефтегазоносных территорий по физико-географическому принципу выделяются нефтегазоносные области равнин, гор, пустынь, тайги и т. п. Такое районирование имеет большое значение, поскольку оно предусматривает выделение областей, которые, отличаясь физико-географической характеристикой, требуют различной методики и оборудования при поисках, разведке и разработке месторождений нефти или газа.

Не вызывает сомнений целесообразность геоморфологического районирования нефтегазоносных территорий, особенно для слабоизученных областей земного шара. Современная геоморфологическая характеристика той или иной области служит источником информации, позволяющей судить об условиях нефтегазообразования и сохранности нефтяных и газовых скоплений, т. е. о перспективах нефтегазоносности этой области, определяющих основные направления поисковых работ.

В СССР широкое развитие получило гидрогеологическое районирование нефтегазоносных территорий. Такое районирование позволяет обособить области, различающиеся условиями формирования скоплений нефти и газа в зависимости от их гидрогеологической характеристики. Принципы гидрогеологического районирования рассматриваются в работах ряда исследователей. Так, например, они проанализированы в трудах Г. П. Якобсона (1969, 1970).

Даже беглый обзор взглядов на районирование нефтегазоносных территорий со всей очевидностью показывает, что наиболее часто оно осуществляется по тектоническому принципу. Структурно-тектоническая характеристика данной области земной коры определяет в ней возможность процессов генерации, аккумуляции углеводородов и консервации возникших залежей нефти и газа, а также обуславливает специфику этих про-

цессов. Тем самым обособление различных структурно-тектонических областей предусматривает выделение элементов земной коры, отличающихся условиями возникновения и существования скоплений нефти и газа.

Из сказанного выше можно сделать вывод о том, что районирование нефтегазосных территорий правомочно проводить по различным признакам. Целесообразность того или иного направления районирования в каждом конкретном случае обусловлена имеющимися возможностями и задачами, решению которых должно способствовать районирование. Конфигурация и местоположение границ элементов, выделяемых на данной нефтегазосной территории, а также количество этих элементов определяются признаками, используемыми при выбранном направлении районирования. Поэтому при разграничении одной и той же нефтегазосной территории по разным принципам (т. е. с применением различных признаков) совокупности выделенных в каждом случае элементов районирования могут или должны отличаться друг от друга количеством этих элементов, а также конфигурацией и местоположением их границ.

За последние годы в Советском Союзе последовательно проводится идея о необходимости использовать при нефтегеологическом районировании совокупность признаков, отводя среди них первое место признакам, связанным с процессами тектогенеза. Так, например, А. А. Бакиров и др. (1971) рекомендует выделять нефтегазосные области по тектоническому принципу с учетом литолого-фациальных условий накопления осадков, а также гидрогеологических и гидродинамических условий исследуемых территорий и указывает на необходимость изучать все эти факторы во взаимосвязи и развитии. Он особо подчеркивает ведущую роль тектонического фактора во времени и в пространстве, т. е. палеотектоники.

Главную роль процессов тектогенеза в формировании нефтегазосных бассейнов отмечает Н. Б. Вассоевич. Он пишет: «...Познать нефтегазосность бассейна, правильно оценить его перспективы и с наибольшей эффективностью добиться открытия залежей нефти и (или) газа можно, только изучая историю и строение всего осадочно-породного бассейна в целом, обязательно учитывая, что он представляет собой водонапорную систему» (Вассоевич и др., 1970, стр. 23).

Необходимость проведения нефтегеологического районирования на основе комплексного анализа литолого-фациальных, гидрогеологических и в первую очередь структурно-тектонических признаков, помимо указанных авторов, обоснована Н. Ю. Успенской, В. Е. Хаиным, И. В. Высоцким и другими исследователями.

Разделяя идею об обязательном использовании перечисленных признаков при нефтегеологическом районировании, можно высказать некоторые приводимые ниже соображения.

Нефтегеологическое районирование в своем полном объеме предусматривает: а) выделение всех доказанно и возможно нефтегазосных элементов и отграничение их от элементов, в которых залежи нефти и газа не открыты и не могут быть ныне обнаружены (исходя из принятых теоретических представлений) независимо от масштабов поисковых работ; б) разграничение доказанно и возможно нефтегазосных пространств на элементы различного ранга по признакам, определяемым избранным принципом районирования.

Любой элемент нефтегеологического районирования, обособленный на соответствующих картах или схемах, представляет собой двухмерное, плоскостное, изображение трехмерного элемента земной коры. Главной за-

дачей такого районирования является выяснение закономерностей распространения нефти и газа в земной коре. Поэтому при установлении границ каждого элемента районирования нефтегазоносных территорий, видимо, следует стремиться максимально сблизить их с реальными границами распространения процессов, которые определяют возможность выделения элемента нефтегеологического районирования. Такими процессами являются генерация, аккумуляция и консервация углеводородов.

Возможность и специфика их реализации в данной области земной коры обусловлены совместным влиянием во времени и пространстве структурно-тектонического, литолого-фациального и гидрогеологического факторов.

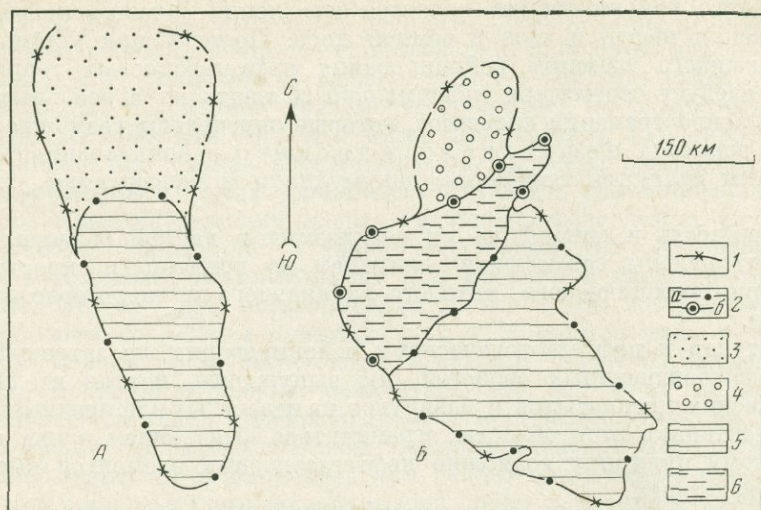
Приступая к нефтегеологическому районированию не затронутых бурением, слабоизученных областей, мы вынуждены, исходя из принятых теоретических предпосылок и базируясь на известных или предполагаемых чертах тектоники этой области, ограничиться выделением в ней по тектоническому принципу возможно нефтегазоносных элементов высших и низших категорий.

В предложенной нами (Оленин, 1970) совокупности категорий элементов нефтегеологического районирования группа низших категорий — ловушки с нефтью и (или) газом, месторождения нефти и (или) газа, зоны нефтегазонакопления, ареалы зон нефтегазонакопления — объединяет элементы, каждый из которых автономен в процессах аккумуляции углеводородов и консервации их залежей. Элементы высших категорий нефтегеологического районирования — нефтегазоносные регионы, нефтегазоносные бассейны, нефтегазоносные пояса — автономны во всех трех процессах, определяющих возникновение и существование нефтегазоносности этих элементов.

Элементы каждой категории приурочены к структурным элементам определенной соответствующего порядка: ловушки — к внутренним частям локальных структурных форм (изгибы природных резервуаров, участки их выклинивания и пр.), месторождения — к локальным структурным формам (брахиантиклинали, соляные купола, рифовые массивы и пр.), зоны нефтегазонакопления — к антиклинальным зонам, валам, зонам выклинивания, ареалы зон — к еще более крупным структурным элементам земной коры — сводам, антиклинориям и т. д.

При дальнейшем изучении выделенных на начальной стадии возможно нефтегазоносных элементов может оказаться, что границы некоторых из них (границы тектонических форм, к которым они приурочены) существенно отклоняются от границ распространения в пределах этих элементов процессов, используемых в качестве основных признаков при выделении элементов нефтегеологического районирования (аккумуляция, консервация углеводородов для элементов низших категорий; генерация, аккумуляция, консервация углеводородов — для высших). Эти отклонения в каждом случае совершенно закономерны и обусловлены тем, что, помимо тектонического фактора, границы распространения генерации, аккумуляции и консервации углеводородов в данной области земной коры определяются также литолого-фациальным и гидрогеологическим факторами.

Наглядный пример несовпадения границ крупного тектонического элемента и приуроченного к нему соответствующего по рангу элемента нефтегеологического районирования можно указать на Северо-Американской платформе в Западном Внутреннем бассейне. Здесь расположено крупное поднятие, в котором выделяются две разграниченные пологим



Фиг. 1. Ареалы зон нефтегазонакопления Кембриджско-Центрально-Канзасского поднятия (А) и Татарского свода (Б)

1 — границы поднятия и свода; 2 — границы ареалов зон нефтегазонакопления: а — установленные, б — предполагаемые; 3 — центральная и северная части свода Кембридж; 4 — Немский выступ; 5, 6 — площади распространения нефти и газа; 5 — установленная, 6 — предполагаемая

структурным седлом вершины, именуемые в американской литературе сводами Кембридж и Центрально-Канзасским. Это поднятие изучено геологическими, геофизическими и буровыми работами, проводившимися здесь в течение многих десятилетий. На Центрально-Канзасском своде и в южной части свода Кембридж обнаружено большое количество нефтяных и газовых месторождений, в которых продуктивны карбонатные породы кембро-ордовика и песчаники пенсильванского возраста. В центральной и северной частях свода Кембридж длительные поиски нефти и газа оказались безрезультатными. Это объясняется резким сокращением здесь мощности осадочного чехла и интенсивным напором инфильтрационных вод. Уже давно геологи-нефтяники США оценили указанные части свода Кембридж как бесперспективные, и поисковые работы в их пределах были прекращены.

Поскольку нефтегеологическое районирование ставит своей задачей выяснение закономерностей истинного распространения нефти и газа в земной коре, нам кажется, что нет оснований намеренно искажать эти закономерности, включая в состав действительно нефтегазонаосного элемента крупные, смежные, легко обособляемые районы, которые в силу своей литологической и гидрогеологической характеристики не являются нефтегазонаосными. Поэтому мы считаем, что выделяемый в рассмотренном случае крупный элемент нефтегеологического районирования — ареал однотипных зон нефтегазонакопления — не должен полностью совпадать с границами крупного тектонического элемента (Кембриджско-Центрально-Канзасского поднятия), к которому он приурочен. Из состава этого ареала следует исключить закономерно не являющиеся нефтегазонаосными центральную и северную части свода Кембридж (фиг. 1, А).

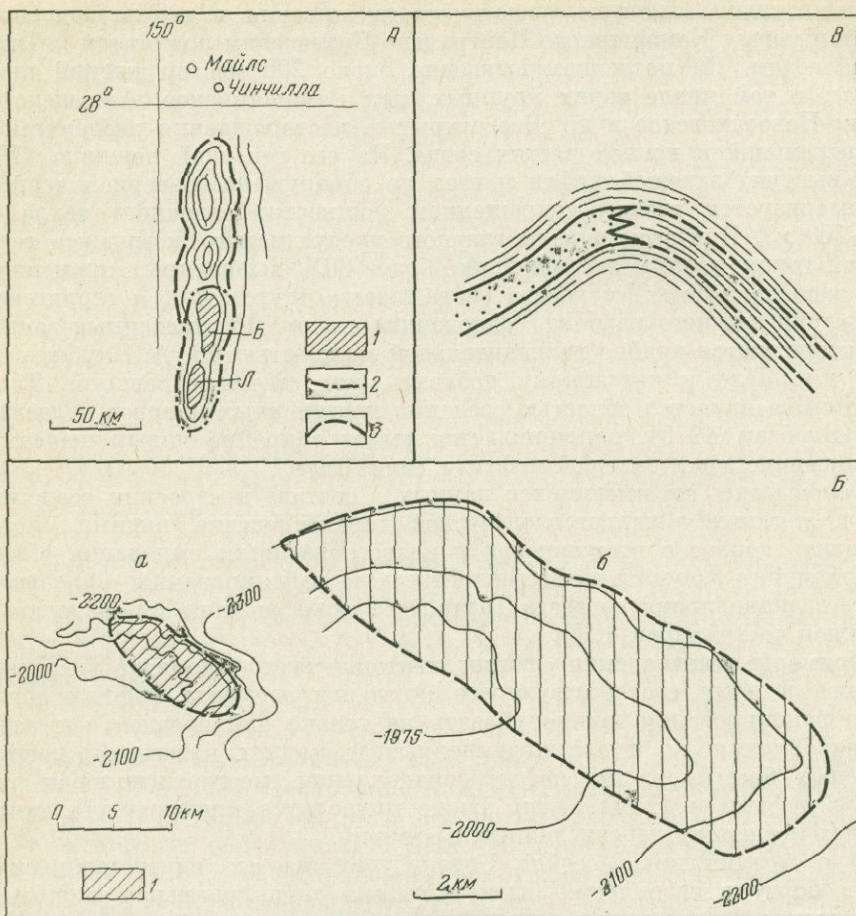
Значительное сходство геологического строения и нефтегазоносности имеется между Кембриджско-Центрально-Канзасским поднятием и Татарским сводом. На последнем выявлено около 200 месторождений нефти и газа, в том числе таких крупных, как Ромашкинское, Акташско-Поповско-Новоелховское и др. Все открытые месторождения располагаются в центральной и южной частях свода. На его северной вершине (Немский выступ) залежей нефти и газа не обнаружено. Северная вершина характеризуется резким сокращением мощности осадочного чехла (до 600—700 м). При этом породы главного продуктивного комплекса терригенной толщи девона, заключающие более 80% выявленных промышленных запасов нефти Татарского свода, здесь отсутствуют, а терригенные отложения нижнего карбона, содержащие около 10% указанных запасов, характеризуются крайне незначительной мощностью (В. А. Клубов и др., 1970 г.). Если к сказанному добавить, что северная вершина Татарского свода является областью создания повышенных напоров подземных вод (Якобсон, 1970), напрашивается вывод о крайне малых шансах на обнаружение здесь залежей нефти и (или) газа.

Основываясь на имеющихся данных о составе и строении осадочного чехла, а также о гидрогеологической характеристике, видимо, следует поставить вопрос о возможности и целесообразности выделения в качестве крупного элемента нефтегеологического районирования — ареала зон нефтегазоаккумуляции не всего Татарского свода, а лишь его центральной и южной частей (фиг. 1, Б).

Примеры несовпадения границ тектонического элемента и приуроченного к нему соответствующего по рангу элемента нефтегеологического районирования можно указать не только для ареалов зон нефтегазоаккумуляции, но и для подчиненных и высших категорий: нефтегазоносных бассейнов, зон нефтегазоаккумуляции, месторождений и ловушек с нефтью и (или) газом. Ниже приводятся примеры для каждой из трех последних перечисленных категорий.

В австралийском бассейне Боуэн-Сурат, на его внутреннем складчатом борту в свое время была выявлена антиклинальная зона меридионального простирания, заключающая четыре локальные брахиантиклинали. Эта зона справедливо оценивалась во всем объеме как возможная зона нефтегазоаккумуляции. Однако проведенные в дальнейшем буровые работы показали, что залежи нефти и газа присутствуют только в двух южных брахиантиклиналях (месторождения Лейчхардт и Беннет), а в двух северных в силу гидрогеологической обстановки все природные резервуары являются водоносными. Таким образом, реально существующая зона нефтегазоаккумуляции занимает лишь южную половину антиклинальной зоны, к которой она приурочена, и границы этих двух элементов, естественно, не совпадают (фиг. 2, А).

Одно из крупнейших месторождений Мексики — Поса-Рика расположено в пределах одноименной площади, в структурном отношении представляющей собой обширное поднятие, отчетливо вытянутое в субширотном направлении (фиг. 2, Б, а). После бурения первых скважин у свода указанного поднятия предпологалось, что вся его площадь может оказаться нефтегазоносной. Однако при дальнейшей разведке выяснилось, что возможность аккумуляции нефти и газа здесь определяется совместным влиянием тектонического и литологического факторов и ограничена северо-восточным крылом поднятия — моноклиалью, на которой обладающие хорошими коллекторскими свойствами меловые известняки свиты Тамабра замещаются по восстанию плохопроницаемыми отложе-



Фиг. 2. Несовпадение границ элементов нефтегеологического районирования и заключающих их тектонических элементов

А. Безымянная антиклинальная зона в бассейне Боуэн-Сураг (Австралия) и приуроченная к ней зона нефтегазонакопления Беннет — Лейчхардт: 1 — залежи нефти; 2 — граница зоны нефтегазонакопления; 3 — граница антиклинальной зоны; Б — месторождение Беннет; Л — месторождение Лейчхардт. Б. Структурная карта поднятия Поса-Рика (а) и одноименного месторождения (б) (по А. Анунья и О. Бернетч): 1 — залежь нефти. Изогипсы (в м) проведены по кровле среднего мела. В. Схематический разрез выклинивающейся ловушки, характерной для многих месторождений Урало-Поволжья

ниями той же свиты. Поскольку юго-западная половина поднятия не контролирует нефтегазонакопление, непродуктивна и бесперспективна для поисков нефти и газа, она во всех описаниях и изображениях месторождения Поса-Рика исключается из его состава (фиг. 2, Б, б).

Во многих месторождениях, приуроченных к локальным платформенным поднятиям, известны ловушки, образовавшиеся за счет фациального замещения коллекторов плохопроницаемыми отложениями в пределах указанных поднятий (фиг. 2, В). В каждом таком случае ловушка представляет собой часть (иногда очень небольшую) единого тектонического изгиба, распространяющегося на всей площади локального поднятия.

Существенное несовпадение границ изгиба и приуроченной к нему ловушки, видимо, должно быть показано на детальной карте нефтегеологического районирования для конкретизации реальных границ участка возможной аккумуляции нефти или газа.

Мы считаем, что несовпадение границ тектонического элемента и приуроченного к нему соответствующего по рангу элемента нефтегеологического районирования должно находить свою конкретизацию в том, что из состава последнего исключаются некоторые периферические части указанного тектонического элемента, закономерно не являющиеся нефтегазоносными и бесперспективными для поисков нефти или газа. Фиксировать такое несовпадение следует лишь в тех случаях, когда оно является существенным. Возможность и целесообразность его изображения определяются масштабом карты нефтегеологического районирования.

Граница любого элемента нефтегеологического районирования не рисуется механически. Она всегда должна быть обоснованной и вещественной. Поэтому и при несовпадении границы тектонического элемента с границей связанного с ним элемента нефтегеологического районирования соответствующего ранга вторая из этих границ проводится по конкретным литолого-фаціальным или гидрогеологическим признакам.

Отразить на карте существенное несовпадение границ тектонических элементов и связанных с ними соответствующих по рангу элементов нефтегеологического районирования можно только после значительного объема исследований, которыми установлены и обоснованы реальные границы распространения нефтегазоносности.

Однако из этого не следует, что отражение такого несовпадения не имеет практического смысла. Установив рассматриваемое расхождение границ и выяснив закономерно вызвавшие его причины, мы получаем возможность значительно конкретизировать сравнительную оценку перспектив нефтегазоносности областей и районов, обладающих сходным строением и историей развития. Так, например, для платформенных сводов, построенных и расположенных в крупных погруженных областях аналогично Татарскому и Центрально-Канзасскому, видимо, можно заранее судить о малых перспективах нефтегазоносности или отсутствии таковых для северных, наиболее приподнятых частей этих сводов.

Большое практическое значение имело установление и проведение истинной границы охарактеризованной выше зоны нефтегазонакопления Беннет — Лейчхардт в Австралии. С учетом действительного контура этой зоны была конкретизирована оценка перспектив нефтегазоносности смежной антиклинальной зоны, простирающейся параллельно вышеописанной и расположенной восточнее. Высказанное предположение, что в восточной антиклинальной зоне, как и в западной, нефтегазоносными окажутся только южные брахиантиклинали, при бурении полностью подтвердилось.

Нам кажется нецелесообразной иногда допускаемая излишняя «тектонизация» карт нефтегеологического районирования, которая не дополняет представления о закономерностях пространственного распространения нефтегазоносности и о специфике последней в выделяемых элементах районирования, а иногда даже затушевывает эти закономерности.

Так, например, И. О. Брод (1964) использовал в качестве одного из важных признаков нефтегеологического районирования возраст фундамента нефтегазоносных бассейнов. Эта характеристика, весьма важная в региональной геологии, могла бы представлять значительный интерес при нефтегеологическом районировании, если бы она позволяла более или

менее конкретно судить о возрастном объеме осадочного чехла. Возраст осадочных толщ находится в прямой связи с происходящими в них процессами генерации углеводородов и консервации залежей нефти и особенно газа. Он определяет продолжительность эволюции органического вещества, длительность разрушения скоплений за счет диффузии углеводородов и старения глинистых покрышек. Однако судить о возрастном объеме осадочного чехла и времени накопления его наиболее древних горизонтов по возрасту фундамента весьма затруднительно. Соотношения здесь могут быть самыми различными.

Многие исследователи объединяют в одну категорию нефтегазоносные области или нефтегазоносные бассейны межгорных впадин. С тектонических позиций подобное объединение безусловно правомочно. Однако в этом случае к единой категории оказываются отнесенными такие элементы, как Венский бассейн, приуроченный к внутреннему грабену и состоящий из геосинклинального и постгеосинклинального этажей, внутрискладчатый синклиниорий Лос-Анджелес, бассейн Биг-Хорн, расположенный внутри эпиплатформенного орогена Скалистых гор, и т. д. Перечисленные бассейны резко различаются по условиям онтогенеза нефти и газа, в силу чего обладают существенно различной характеристикой нефтегазоносности и потому, видимо, не должны помещаться в рамки единой классификационной категории.

Излишней данью тектонике является выделение Н. Ю. Успенской (Успенская, Табасаранский, 1966) двух самостоятельных категорий нефтегазоносных провинций: внутренних частей древних и молодых платформ, поскольку обе эти разновидности подобны по условиям онтогенеза нефти и газа. То же самое можно сказать и в отношении обособленных Н. Ю. Успенской нефтегазовосных провинций склонов древних и молодых платформ.

Каждый элемент нефтегеологического районирования должен быть выделен и ограничен на базе всестороннего анализа современных и древних структурно-тектонических, литолого-фациальных и гидрогеологических характеристик части земной коры, к которой он приурочен, и выяснения взаимосвязи ее со смежными частями как в настоящее время, так и в прошлом.

При всем этом мы считаем, что при нефтегеологическом районировании решаются задачи по совокупности самостоятельных признаков, хотя и обусловленных структурно-тектонической, литолого-фациальной и гидрогеологической характеристиками выделяемых элементов районирования, а также эволюцией этих характеристик во времени. Поэтому карта нефтегеологического районирования является документом, который отличается от карт тектонического, литолого-фациального или гидрогеологического районирования нефтегазоносных территорий местоположением и конфигурацией границ выделяемых элементов районирования, а обычно — количеством последних.

### Литература

- Бакиров А. А., Варенцов М. И., Бакиров Э. А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М., «Недра», 1971.
- Брод И. О. Основы учения о нефтегазоносных бассейнах. М., «Недра», 1964.
- Вассоевич Н. Б., Аргипов А. Я., Буллин Ю. К., Серегин А. М., Соколов Б. А., Трофимук А. А. Нефтегазоносный бассейн — основной элемент нефтегеологического районирования крупных территорий. — Вестн. МГУ, геол., 1970, № 5.
- Оленин В. Б. Категории глобального нефтегеологического районирования. — Вестн. МГУ, геол., 1970, № 5.

- Успенская Н. Ю., Табасаранский З. А. Нефтегазоносные провинции СССР. М., «Недра», 1966.
- Якобсон Г. П. Принципы классификации и гидрогеологического районирования нефтегазоносных территорий.— Геол. нефти и газа, 1969, № 6.
- Якобсон Г. П. Палеогидрогеологические и современные гидрогеологические закономерности водонапорной системы центральных и восточных областей Русской платформы в связи с формированием нефтегазовых месторождений. Автореф. докт. дисс. М., 1970.

## О СООТНОШЕНИИ АЗОВО-КУБАНСКОГО И ВОСТОЧНО-ЧЕРНОМОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

А. И. ДЬЯКОНОВ, Ю. К. БУРЛИН, Ф. К. БАЙДОВ

Обширная территория горно-складчатой области Северо-Западного Кавказа площадью более 5000 км<sup>2</sup>, как и другие подобные области СССР, обычно не рассматривалась в составе нефтегазоносных бассейнов (Брод и др., 1962). Проведенные буровые работы на складчатых структурах Кавказа (Дообская и др.) и полученные притоки газа заставили пересмотреть отношение к горной части и сконцентрировать в настоящее время здесь поисково-разведочное бурение. Исследования последних лет, особенно геофизические, позволили сделать вывод о существовании широкой зоны морского продолжения альпийской складчатой области под водами северо-восточной прибрежной части Черного моря.

Все перспективные территории, расположенные на южном склоне Западного Кавказа, со времени выделения бассейнов И. О. Бродом (1955) относились В. Б. Лениным и Б. А. Соколовым (1959) к Западно-Грузинскому бассейну, позднее переименованному ими в Восточно-Черноморский (Вахания и др., 1962).

Межгорные и предгорные бассейны всегда ограничены складчатыми горными сооружениями. В местах наибольшего поднятия эта полоса разграничения достигает ширины в десятки километров. В местах же погружения складчатых сооружений граница превращается в значительной мере в условную разграничительную линию, которая проходит вдоль оси наиболее высокого поднятия для каждого структурного комплекса. При втягивании разграничивающих складчатых сооружений в особенно интенсивное погружение бассейны могут слиться. Бассейны, расположенные по обе стороны границы, могут иметь различную историю и соответственно различаться по мощности, полноте (в том числе и полному отсутствию), скорости накопления тех или иных комплексов. В этом случае граница между ними сохраняется даже без яркой структурной ее выраженности.

В юрское время на месте Северо-Западного Кавказа развивался единый геосинклинальный прогиб, и лишь в конце юрского периода в нем возникли зачатки внутренних (центральных) поднятий. С севера и юга прогиб ограничивался приподнятыми участками. Известное сужение прогиба, на отдельных этапах даже существование перемычки можно предполагать на западе прогиба. С раннемелового времени заметным стано-

вита существование двух прогибов. С ростом Центрально-Кавказского поднятия оси прогибов смещались, вовлекая в погружение смежные края платформ. В палеогене произошло окончательное разделение бассейнов, и развитие каждого из них пошло своим путем.

Таким образом, допалеогеновые комплексы в первом приближении без учета фациальных изменений составляли как бы единые системы. Нарушение единства в современной горной части произошло уже позже вследствие начавшегося в палеогене интенсивного складкообразования и размыва.

Стратиграфический и возрастной диапазон нефтегазообразования различен в рассматриваемых бассейнах. Более широким он представляется в Азово-Кубанском бассейне (Коротков и др., 1961).

Определяющую роль в размещении залежей нефти и газа в Азово-Кубанском бассейне играют тектоническая зональность и общая история геологического развития региона (накопление осадочных толщ, формирование структурных форм), степень преобразования органического вещества, рассеянного в породах, условия нефтегазоаккумуляции и сохранности образовавшихся скоплений. Положение нефтегазоносных областей, зон нефтегазоаккумуляции и размещения нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений показано на схеме, составленной на тектонической основе (фиг. 1).

Как показывает геохимическое изучение органического вещества (Вассоевич и др., 1967; Котов, 1967; Неручев и др., 1969), углеводородные газы генерируются на всех стадиях превращения органического вещества от самого раннего диагенеза и до превращения осадочных пород в метаморфические. В связи с этим газовые залежи могут иметь достаточно широкое вертикальное распространение в разрезе различных частей сравниваемых бассейнов. Залежи метана должны иметь самое верхнее положение, газоконденсатные — образуются в условиях высоких пластовых давлений.

Иное дело образование нефти. Массовое возникновение нефтяных углеводородов начинается при достижении нефтематеринской породой необходимой стадии катагенеза, которая отвечает длиннопламенной и более высоким стадиям метаморфизма углей (температуры 65—120° С). При этом можно говорить о наступлении главной фазы нефтеобразования, представление о которой было сформулировано Н. Б. Вассоевичем. Немаловажное значение имеет длительность времени, в течение которого породы и органика в них подвергаются воздействию температур.

В Азово-Кубанском бассейне нефтепроизводящими являются глинистые толщи среднего и нижнего миоцена, олигоцена, эоцена (глины майкопской серии и кумской свиты) и отдельные части нижнемелового и юрского разрезов (Котов, 1967). С перечисленными комплексами связаны основные запасы нефти. Породы юры и триаса и отчасти мела находятся на последних стадиях катагенеза; рассеянное в них органическое вещество также претерпело глубокие изменения: в составе хлороформенного битумоида заметно снизилось количество легких подвижных компонентов и возросло содержание смол и асфальтенов. В углеводородном скелете, по данным В. С. Котова, преобладают тяжелые конденсированные молекулы. По этим признакам осадочные комплексы средней и нижней юры, а также триаса относятся к толщам, утратившим в настоящее время способность к нефтеобразованию; их можно рассматривать лишь как газопродуцирующие. Роль аккумуляторов углеводородов выполняют песчаники средней юры, базальные горизонты келловоя, известня-

ковые массивы и рифы верхней юры, конгломераты и песчаники нижнего мела, отчасти верхнемеловые породы, песчаные пласты палеогена, неогена, а также неогеновые рифогенные образования.

Большая часть месторождений, особенно газовых, в Азово-Кубанском нефтегазоносном бассейне принадлежит северной платформенной его части. С юга к платформенному склону примыкает нефтегазоносная область Западно-Кубанского краевого прогиба. Почти все месторождения приурочены к положительным структурным элементам второго и более высоких порядков: валам, валообразным поднятиям, антиклинальным зонам и т. д. Южнее граничных шовных зон — Ахтырской и Пшекишско-Тырныаузской расположена альпийская складчатая область Западного Кавказа, где также выявлен ряд месторождений.

По имеющимся данным о площадном распределении месторождений можно выделить зону преимущественного газонакопления, приуроченную к платформенному склону Азово-Кубанского бассейна, и область преимущественного нефтенакпления, связанную в основном с южной ее частью, включающей Западно-Кубанский краевой прогиб и южную, наиболее погруженную часть Восточно-Кубанской впадины (см. фиг. 1). Продуктивные горизонты прослеживаются по всему стратиграфическому разрезу — от триаса и нижней юры до плиоцена включительно. В отдельных случаях промышленная нефтегазоносность установлена в красочетных молассах пермо-триаса. Большинство залежей связано с терригенными формациями и коллекторами гранулярного типа. Однако известны месторождения и в терригенно-карбонатных и карбонатных формациях, где продуктивны карбонатные или терригенные трещинные коллекторы.

Сложная геотектоническая зональность региона обуславливает наличие в нем самых разнообразных типов ловушек, коллекторов и зон нефтегазоаккумуляции. Большая часть нефтяных месторождений приурочена к зонам нефтенакпления структурного и литолого-стратиграфического типов южного пригеосинклинального борта и центральной части Западно-Кубанского прогиба в стратиграфическом диапазоне от верхов нижнего мела до верхнего миоцена и в интервале глубин от 500 до 4500 м. В меньшей степени нефтенакпление свойственно погруженным зонам Восточно-Кубанской впадины и связано с зонами нефтенакпления структурного (в осевой части впадины) и литолого-стратиграфического (по южному и западному бортам впадины) типов в диапазоне от средней юры до келловоя, в интервале глубин 1000—5000 м.

Газонакопление и основная часть газоконденсатных месторождений приурочены к структурным ловушкам в нижнем мелу и юре Восточно-Кубанской впадины, а также к системе валов и валообразных поднятий в меловых отложениях платформенного склона Азово-Кубанской впадины (Каневской, Березанский, Ленинградский валы и др.).

Масштабы промышленной нефтегазоносности различны для разных литолого-стратиграфических комплексов. В отложениях среднего и верхнего триаса обнаружены небольшие газоконденсатные залежи сводового типа в трещинно-поровых коллекторах в Ейско-Березанском газоносном районе (Каневская, Челбасская, Староминская площади). В юрских терригенных формациях нефтяные и газоконденсатные залежи в гранулярных коллекторах развиты главным образом в Восточно-Кубанской впадине и смежных с ней районах. К отложениям нижней юры приурочены газоконденсатные залежи Ловлинской, Отрадо-Кубанской, Советской, Трехсельской и Майкопской площадей, на которых они связаны в основном со структурно-стратиграфическими ловушками.

Терригенные осадки средней юры промышленно нефтегазоносны на Баракаевской и Юбилейной площадях. Залежи нефти и газа в средней юре связаны с заливообразными литолого-стратиграфическими и структурно-литологическими ловушками. Верхнеюрские отложения продуктивны на Баракаевской, Южно-Советской и Юбилейной площадях, где известны ловушки структурного, литолого-стратиграфического, структурно-литологического и массивного типов. Преимущественное число газоконденсатных месторождений с большими запасами в платформенных районах Азово-Кубанского бассейна приурочено к песчаным горизонтам апта и альба. Все они связаны с ловушками пластового сводного типа (Староминское, Ленинградское, Крыловское, Каневское, Челбасское, Березанское и многие другие месторождения). По северо-восточному борту Восточно-Кубанской впадины в базальных песчаниках апт-альба открыт ряд газоконденсатных месторождений в ловушках структурно-литологического типа (Соколовское, Митрофановское, Кавказское, Алексеевское). Небольшие нефтегазовые залежи известны в нижнем меле в юго-восточной части Западно-Кубанского прогиба, где образование их контролируется литологическими особенностями и выклиниванием коллекторов.

В верхнемеловых отложениях непромышленные притоки нефти получены на отдельных площадях Варениковского района. Значительный интерес представляет также получение впервые притоков нефти из известняков верхнего мела в пределах Восточно-Кубанской впадины на Кавказской площади, где нефтяные скопления связываются с трещиноватыми карбонатными породами.

В палеоцен-эоценовых нефтепроизводящих отложениях основные запасы и наиболее крупные месторождения нефти приурочены к южному борту Западно-Кубанского прогиба (Левкинское, Азовское, Зыбза-Глубокоярское, Холмское, Ахтырско-Бугундырское и др.). Преимущественным типом залежей здесь являются пластовые сводовые, стратиграфически экранированные и частично тектонически экранированные.

К нефтегенерирующим майкопским отложениям залежи нефти приурочены в зоне южного борта Западно-Кубанского прогиба, они также встречены на Таманском полуострове. Преобладающим типом ловушек здесь являются литологические, связанные с выклиниванием песчаных пластов вверх по восстановлению слоев, в меньшей мере — структурные и структурно-литологические. Относительно небольшие залежи газа известны в майкопских отложениях на северном склоне Азово-Кубанской впадины (Бейсугская площадь) и на восточном обрамлении Расшеватско-Куропоткинской зоны (Расшеватская и Ильинская площади).

Миоценовые молассовые формации содержат залежи нефти и газа в основном в западной части Западно-Кубанского прогиба (месторождения Анастасиевско-Троицкое, Азовское, Зыбза-Глубокоярское, Ахтырско-Бугундырское и др.). Отложения плиоцена продуктивны на месторождениях Ахтырско-Бугундырском, Анастасиевско-Троицком, Курчанском и др.

Нефтяные залежи внутреннего борта Западно-Кубанского краевого прогиба, приуроченные к отложениям эоцен-палеоценового комплекса, являются, как правило, пластовыми сводовыми, в то время как нефтяные залежи, связанные с отложениями олигоцен-неогенового комплекса, в подавляющем большинстве контролируются литологическими и стратиграфическими ловушками.

Газоконденсатные месторождения в основном приурочены к складкам и региональным зонам выклинивания платформенной области. Раз-

мещение залежей в апт-альбских отложениях контролируется прежде всего структурным фактором. Для формирования залежей в юрских отложениях наряду со структурными ловушками существенное значение приобретают зоны выклинивания по бортам впадин, где развиты ловушки литологического, структурно-литологического и стратиграфического типов.

Анализ распределения залежей нефти и газа на территории Северного Кавказа показал приуроченность основных зон нефтегазонакопления к структурным элементам второго порядка. Установлено, что на платформенные районы приходится около 40% всех начальных разведанных запасов углеводородов, при этом запасы газа превышают запасы нефти примерно в 1,5 раза; в краевых прогибах сосредоточено около 60%, при этом запасы нефти в 8—10 раз превышают запасы свободного газа.

Та часть Восточно-Черноморского нефтегазопосного бассейна, которая рассматривается в настоящей работе, представляет собой краевую его зону, слои которой сильно дислоцированы и выведены на поверхность (горно-складчатое сооружение Северо-Западного Кавказа). Здесь уже интенсивно происходит процесс разрушения нефтяных и газовых скоплений, однако часть их еще сохранилась.

Структура Северо-Западного Кавказа представляет собой типичный веерообразный мегантиклинорий, и границу между рассматриваемыми бассейнами нужно было бы проводить вдоль оси наиболее приподнятой антиклинальной зоны (или зон, кулисообразно сменяющих друг друга по простиранию). Подобным образом граница в поперечном разрезе, например, должна определяться высшей точкой, до которой возможно всплытие капель нефти и пузырьков газа в процессе гравитационной дифференциации. Однако фактически дело обстоит несколько иначе. Горно-складчатая область Северо-Западного Кавказа отделяется от расположенного севернее краевого прогиба Ахтырской шовной зоной, связанной с глубинным разломом, который выражен в современной структуре системой нарушений взбросово-надвигового типа с амплитудой поднятия Кавказского блока от сотен метров до 2—2,5 км. Различный характер складчатой структуры Северо-Западного Кавказа и смежной области Азово-Кубанского бассейна, противоположная геоморфологическая выраженность их предопределяют гидрогеологическую изолированность Северо-Западного Кавказа.

Основными структурно-тектоническими зонами Северо-Западного Кавказа являются Псебепско-Гойтхский антиклинорий, занимающий осевое положение в складчатой области, Новороссийско-Лазаревский синклинорий к югу от него с Тхабским и прибрежным Анапско-Агойским синклинориями более высокого порядка и разделяющим их Семигорским антиклинорием. На северном крыле Кавказа располагается Собербашско-Гунайский синклинорий. Псебепско-Гойтхский антиклинорий — наиболее крупный структурный элемент, протяженностью до 240 км и шириной до 30 км (фиг. 2).

В составе Новороссийско-Лазаревского синклинория южного склона выделяются Дообская, Борисовская, Семисамская, Небугская, Новомихайловская, Греческая, Долменная, Алексеевская и Волконская антиклинальные зоны. Размеры складок изменяются от  $3 \times 1$  и  $8 \times 2$  км до  $19 \times 2$  км, а амплитуда — от 500 до 800 м.

В пределах Собербашско-Гунайского синклинория северного склона выделяются Азовская, Абинская и Тхамахинская антиклинальные зоны.

Имеющиеся в настоящее время геофизические материалы показывают, что область развития альпийской (кавказской) складчатости охватывает значительную часть прибрежной полосы Черного моря, которая генетически и структурно связана со складчатыми комплексами суши (см. Фиг. 2).

Прибрежная полоса между Новороссийском и Сочи относится к слабоизученным участкам береговой зоны. Первые более подробные, чем батиметрические и региональные гравиметрические, сведения о тектонике морского продолжения складчатой системы Северо-Западного Кавказа были получены в конце 1968 г. в процессе испытания аппаратуры для непрерывного сейсмоакустического профилирования (Я. П. Маловицкий, А. А. Терехов). На поперечных сейсмических профилях фиксируются крутые складки, являющиеся продолжением в море антиклинальных структур, выделенных на суше. Размеры этих поднятий достигают  $3 \times 20$  км.

Наиболее вероятно, что горстообразные ядра крупных поднятий представлены дислоцированными толщами мела и палеогена, а депрессии между ними выполнены более молодыми осадками. Плиоцен-четвертичные образования, выполняя участки между поднятиями, часто образуют складки облекания.

Осадочные образования, перспективные на нефть и газ на суше, можно рассматривать в качестве таковых же в области погруженной под уровень моря части Северо-Западного Кавказа. Переход от области альпийской складчатости к склону глубоководной котловины Черного моря резкий и связан шовной зоной Восточно-Черноморского разлома, выделенной по материалам МОВ в 1969 г. Я. П. Маловицким и А. А. Тереховым.

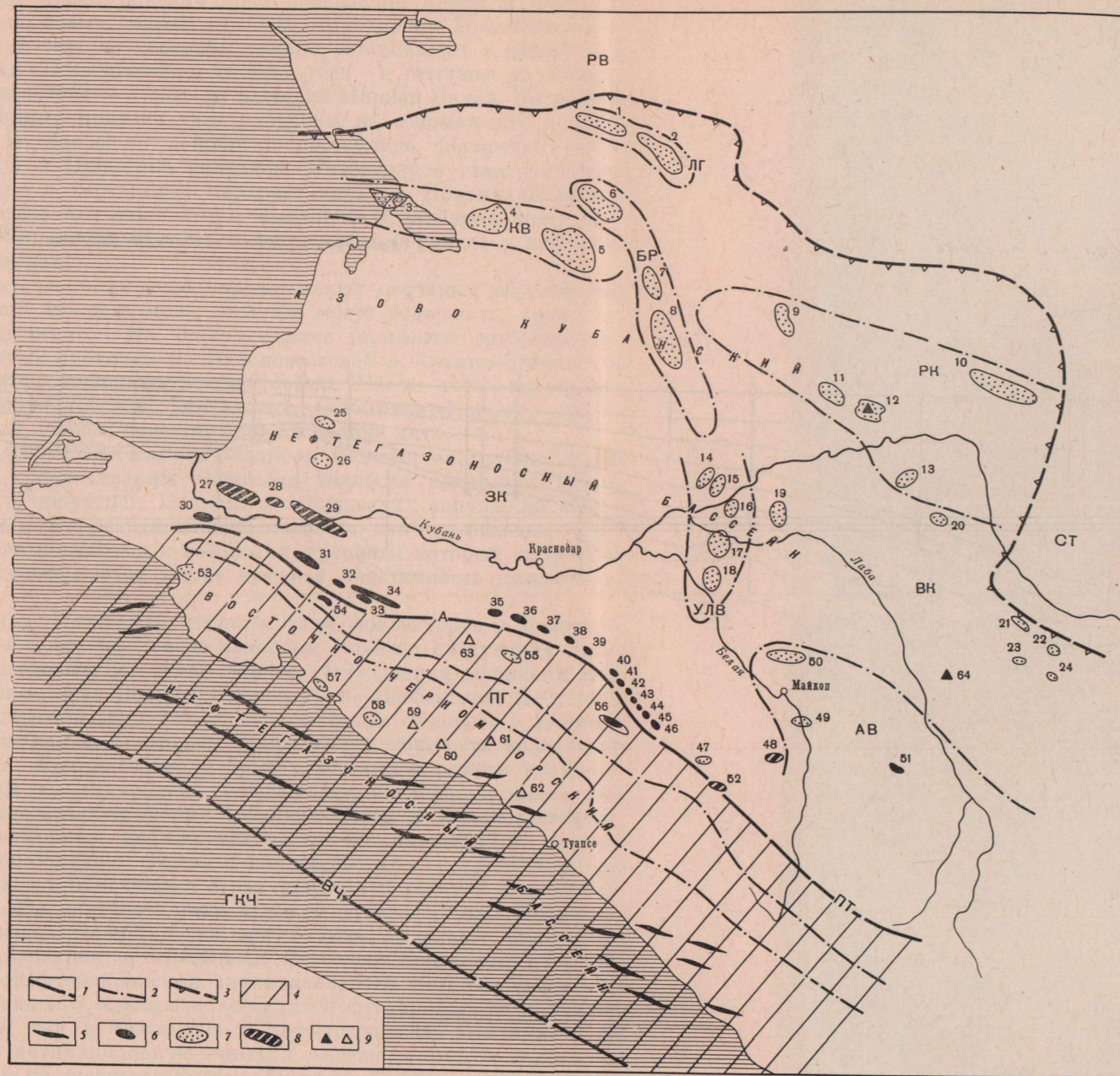
В пределах изученной части глубоководной котловины моря, отвечающей в тектоническом плане Черноморскому срединному массиву, отмечается в целом спокойное залегание осадков большой мощности, вероятнее всего плиоцен-четвертичного возраста, осложненных пологой гофрировкой.

Среди комплексов, участвующих в строении Северо-Западного Кавказа, наибольший интерес для поисков нефти и газа представляют осадки нижнего мела, имеющие огромную мощность (до 4000 м) и широкое распространение.

Нижнемеловые отложения, сингенетическая нефтьгазоносность которых установлена ранее (Ульянов, 1941; Дьяконов, 1962, 1965), содержат ряд горизонтов-коллекторов. Последние приурочены к альб-аптскому комплексу (долменная свита, убинский горизонт), готериву (фонарская свита, горизонты солодкинский и дербиевский) и валанжину — берриасу (запорожский горизонт).

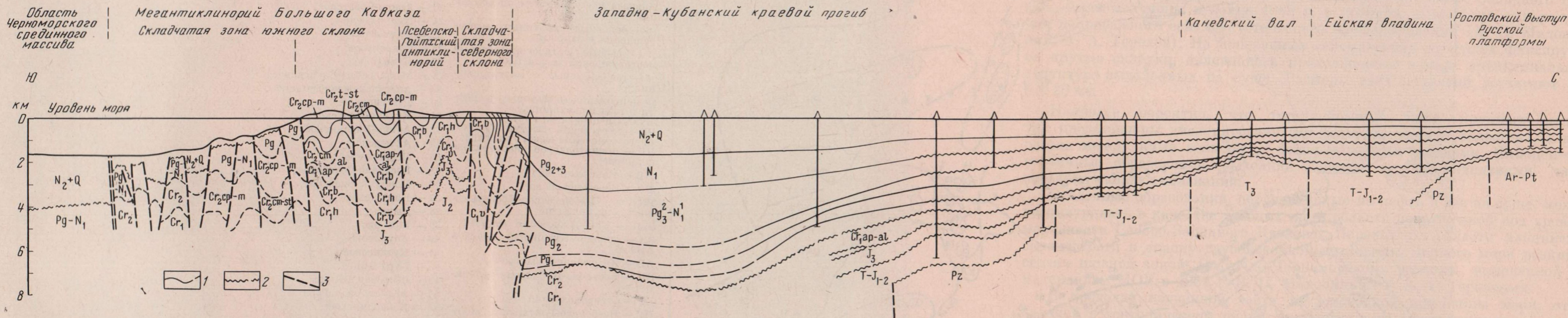
Основные зоны развития песчаности на Северо-Западном Кавказе имеют линейный характер, располагаясь преимущественно субширотно. На северном склоне максимальная мощность песчаников (350—450 м, при общей мощности отложений нижнего мела около 4000 м) отмечена в междуречье Псекупс — Пшеха (площади Мирная Балка, Безводненская и др.), в северно-западном направлении мощность их уменьшается.

На южном склоне мощность песчаников увеличивается к югу: на Дообской площади — 200 м и более, в междуречье Псезуапсе — Туапсе — до 400 м (мощность нижнего мела около 3000 м). Качество коллекторов на юге, как правило, удовлетворительное и высокое.



Фиг. 1. Обзорная карта Азово-Кубанского и Восточно-Черноморского бассейна

- 1 — шовные зоны глубинных разломов;  
 2 — границы основных структурных зон;  
 3 — северная и восточная границы Азово-Кубанского бассейна;  
 4 — складчатое сооружение Северо-Западного Кавказа;  
 5 — оси локальных поднятий на южном склоне Северо-Западного Кавказа и его морском продолжении;  
 6 — основные нефтяные месторождения и залежи;  
 7 — газовые и газоконденсатные месторождения и залежи;  
 8 — газонефтяные месторождения;  
 9 — промышленные притоки нефти и газа в скважинах.
- Буквы и цифры на карте:  
 РВ — Ростовский выступ Украинского кристаллического массива;  
 ЛГ — Ленинградское валообразное поднятие;  
 КВ — Каевский вал;  
 БР — Березанский вал;  
 РН — Расшеватско-Кропоткинская зона поднятий;  
 УЛВ — Усть-Лабинский выступ;  
 ЗК — Западно-Кубанский краевой прогиб;  
 АВ — Адыгейский выступ;  
 ВК — Восточно-Кубанская впадина;  
 СТ — Ставропольский свод;  
 ПГ — Псебепско-Гойтхский антиклинорий.
- Шовные зоны разломов:  
 А — Ахтырская;  
 ПТ — Пшекишско-Тырныаузская;  
 ВЧ — Восточно-Черноморская;  
 ГНЧ — глубоководная котловина Черного моря.
- Месторождения и залежи:  
 1 — Староминское;  
 2 — Ленинградское;  
 3 — Бейсугская;  
 4 — Каневское;  
 5 — Челбасское;  
 6 — Крыловское;  
 7 — Сердюковское;  
 8 — Герезанское;  
 9 — Алексеевское;  
 10 — Расшеватское;  
 11 — Митрофановское;  
 12 — Кавказское;  
 13 — Соколовское;  
 14 — Усть-Лабинское;  
 15 — Двубратское;  
 16 — Ладожское;  
 17 — Некрасовское;  
 18 — Великое;  
 19 — Юбилейное;  
 20 — Южно-Соколовское;  
 21 — Советское;  
 22 — Трехсельское;  
 23 — Южно-Советское;  
 24 — Николаевское;  
 25 — Фрунзенское;  
 26 — Славянское;  
 27 — Курчанское;  
 28 — Западно-Анастасиевское;  
 29 — Анастасиевско-Троицкое;  
 30 — Джигинское;  
 31 — Кудако-Киевское;  
 32 — Абино-Украинское;  
 33 — Ахтырское;  
 34 — Левкинское;  
 35 — Восточно-Северское;  
 36 — Новодмитриевское;  
 37 — Калужское;  
 38 — Дышское;  
 39 — Гляноевское;  
 40 — Абузинское;  
 41 — Кутаисское;  
 42 — Кура-Цице;  
 43 — Широкая Балка;  
 44 — Асфальтовая Гсра;  
 45 — Кабардинское;  
 46 — Хадзыженское;  
 47 — Ширванское;  
 48 — Дагестанское;  
 49 — Тульское;  
 50 — Майкопское;  
 51 — Баракаевское;  
 52 — Самурское;  
 53 — Витязская;  
 54 — Шелтальская;  
 55 — Ставропольское;  
 56 — Мирная Балка;  
 57 — Дообское;  
 58 — Прасковеевское.
- Площади с промышленными притоками газа и нефти:  
 59 — Пшадская;  
 60 — Архипо-Осиповская;  
 61 — Дефановская;  
 62 — Новомихайловская;  
 63 — Убинская;  
 64 — Лабинская



Фиг. 2. Геологический разрез Северо-Западного Кавказа и Азово-Кубанского бассейна

1 — согласное залегание; 2 — несогласное залегание; 3 — тектонические нарушения. Меловые отложения: Cr<sub>1</sub>v — валанжина, Cr<sub>1</sub>h — готерина, Cr<sub>1</sub>b — баррема, Cr<sub>1</sub>ap — ал — апта — альба; Cr<sub>2</sub>cm — сеномана, Cr<sub>2</sub>cm — st — сеномана — сантона, Cr<sub>2</sub>t — st — турона — сантона, Cr<sub>2</sub>sp — m — кампана — маастрихта

В горной части Краснодарского края проявления нефти и горючего газа отмечаются по всему разрезу меловых отложений. Промышленные скопления нефти и газа на северном склоне установлены в готериве и барреме в Ширвано-Безводненском районе, газа — в готериве на Ставропольской площади, нефти — в апте на площади Мирная Балка. На южном склоне промышленные притоки газа получены из сеноманских и альбских песчаников на Дообской площади и песчаников фонарской свиты на Прасковеевской и Пшадской складках. Интенсивное газопроявление наблюдалось также в песчаниках верхнего апта на Новомихайловской площади. Высокодебитные коллекторы выявлены в западной части осевой зоны Северо-Западного Кавказа в отложениях берриаса — валанжина (скв. 1 Куколовская).

Большой практический интерес представляют песчаные образования древних горизонтов нижнего мела, которые могут содержать, кроме газовых залежей, нефтяные. На южном склоне горизонты грубообломочных пород, вскрытые бурением на Прасковеевской и Архипо-Осиповской площадях, являются хорошими коллекторами. Кроме того, на многих площадях (Новомихайловской, Тенгинской, Семисамской и др.) значительный поисковый интерес представляют песчаники апта.

Сохранность залежей на Северо-Западном Кавказе на глубине более 1000 м надежно обеспечивается мощными толщами глинистых пород, выполняющих роль покрышек. Наличие тектонических нарушений в пределах структур не имеет разрушающего значения, так как большая часть разрывов выражена надвигами и взбросами, трещины которых полностью залечены. Этому способствует также высокая пластичность нижнемеловых глин.

Разнообразием сочетаний структурных форм, коллекторов и покрышек обусловлено образование на Северо-Западном Кавказе следующих ловушек: пластовых сводовых без существенного уменьшения мощности песчаных коллекторов в своде (наиболее вероятны на Псебепской, Небугской и, возможно, Тенгинской антиклиналях); пластовых сводовых с тектоническим экранированием и некоторым сокращением мощности коллектора в своде (Дообская, Михайловская и др.); пластовых с резким уменьшением или полным выклиниванием коллекторов в своде; в плане они имеют часто заливообразную форму (Мирная Балка и Прасковеевская).

Анализ распределения нефтегазоносности по площади и разрезу мезозоя на Северо-Западном Кавказе свидетельствует о существовании в погруженных частях отмеченных структурных зон условий для образования и сохранности сингенетических залежей углеводородов. Предположительно в пределах горной части могут быть выделены следующие зоны нефтегазонакопления: в осевой зоне Псебепско-Гойтхского антиклинория — зона газонефтеанакопления антиклинального типа; по северному склону Северо-Западного Кавказа — зоны газонефтеанакопления как антиклинального типа, так и связанные с литологическим выклиниванием (вдоль Абинской антиклинальной зоны), с залежами нефти и газа такого же типа, как на месторождениях Мирная Балка и Ширванское; на южном склоне Северо-Западного Кавказа зона преимущественного газонакопления может быть связана со складками Семигорской и других зон.

Вышеизложенное позволяет сделать заключение, что рассмотренная горная часть четко обособляется по особенностям строения и характеру нефтегазоносности от Азово-Кубанского бассейна. Достаточно резкое отличие выявляется и при сравнении с глубоко погруженной морской

частью Черноморского бассейна (зона срединного массива). Структурная обособленность горно-складчатой области Северо-Западного Кавказа подчеркивается крупными ограничивающими ее разломами, что создает особенности в формировании и гидродинамическом режиме скопления углеводородов. Имея когда-то общую связь и питание, к настоящему времени эта сложная складчатая система изолировалась от Азово-Кубанского бассейна, и жизнь нефтяных и газовых скоплений подчиняется здесь своим внутренним закономерностям, имеющим силу и для погруженной под воду части в прибрежной зоне Черного моря.

### Литература

- Брод И. О.* Теоретические предпосылки поисков новых нефтегазоносных областей в СССР.— Сов. геол., 1955, сб. 47.
- Брод И. О., Бурли Ю. К., Коротков С. Т., Пустильников М. Р., Федоров С. Ф., Шарданов А. Н., Хакимов М. Ю.* Азово-Кубанский нефтегазоносный бассейн.— В сб. «Закономерности размещения полезных ископаемых», т. 5. М., Изд-во АН СССР, 1962.
- Вассоевич Н. Б., Высоцкий И. В., Гусева А. Н., Оленин В. Б.* Углеводороды в осадочной оболочке Земли.— Вестн. МГУ, геол., 1967, № 5.
- Вазания Е. К., Оленин В. Б., Соколов Б. А.* Восточно-Черноморский нефтегазоносный бассейн.— В сб. «Закономерности размещения полезных ископаемых», т. 5. М., Изд-во АН СССР, 1962.
- Дьяконов А. И.* Возможные нефтегазоносные толщи мезозоя южного склона Северо-Западного Кавказа.— Новости нефть и газ. техники. Геол., 1962, № 1.
- Дьяконов А. И.* Геологические предпосылки поисков нефти и газа и план поисково-разведочных работ в причерноморской части Краснодарского края.— Геол. нефти и газа, 1965, № 6.
- Коротков С. Т., Бурли Ю. К., Пустильников М. Р., Шарданов А. Н., Хакимов М. Ю.* О закономерностях в распространении известных и возможных скоплений нефти и газа в Западном Предкавказье.— Тематич. науч.-техн. сб. «Новые данные о нефтегазоносности Кавказа», серия геол. М., ГОСИНТИ, 1961.
- Котов В. С.* Гидрогеологические и геохимические закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений в Азово-Кубанском бассейне (Краснодарский край). Автореф. канд. дисс. М., 1967.
- Неручев С. Г., Двали М. Ф., Крогова В. А., Успенский В. А., Богомолов А. И.* Поисковые критерии прогноза нефтегазоносности.— Труды ВНИГНИ, 1969, вып. 269.
- Оленин В. Б., Соколов Б. А.* Тектоническое строение и перспективы нефтегазоносности Колхидской низменности и смежных районов.— Сов. геол., 1959, № 5.
- Ульянов А. В.* Перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений Северо-Западного Кавказа.— В сб. «Нефтегазоносность мезозойских отложений Большого Кавказа». Л.— М., Гостоптехиздат, 1941.

## ТЕКТОНИКА И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГОРНОЙ КАХЕТИИ

### 3. В МГЕЛАДЗЕ

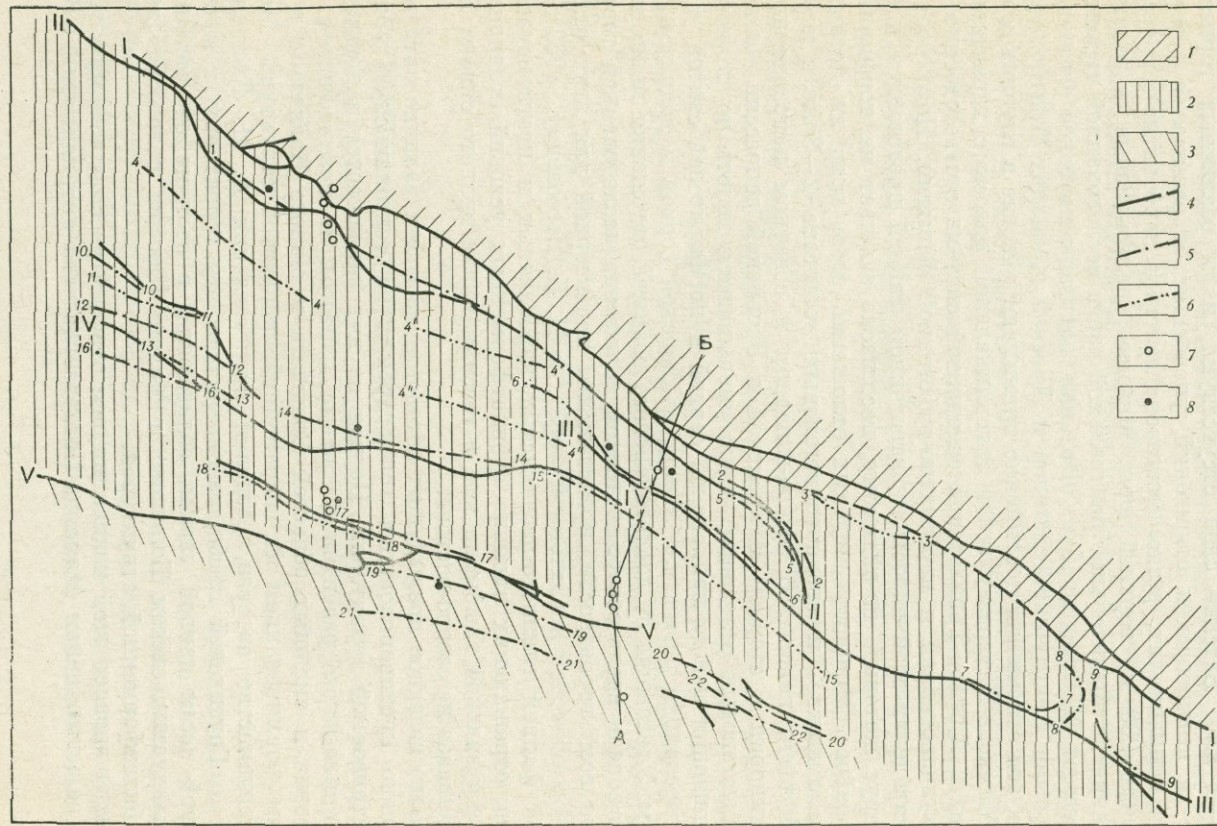
Из большого числа работ, опубликованных Н. Б. Вассоевичем в ранние годы своих плодотворных геологических исследований в Грузии, в соответствии с нашей темой особое внимание привлекают работы, посвященные вопросам стратиграфии, тектоники и нефтегазоносности весьма сложно построенного региона Горной Кахетии (Вассоевич, 1932, 1933, 1936) и западной части Курийской межгорной впадины. Эти работы

Н. Б. Вассоевича до настоящего времени сохранили первостепенное значение для изучения геологического строения и полезных ископаемых Восточной Грузии.

В пределах территории междуречья Арагви, Иори и Лакбе обнажаются и вскрыты бурением неогеновые и олигоценые глинисто-песчанистые и конгломератовые отложения, но в глубинном строении этой территории несомненно участвуют и еще более древние палеогеновые и мезозойские образования. При этом надо полагать, что здесь нижнеюрские отложения, трансгрессивно залегающие на доюрском кристаллическом субстрате Грузинской глыбы (Хатискаци и др., 1967; Иоселиани, 1969; Вахания, Сепашвили, 1970), представлены песчано-сланцевой свитой (до 500 м), несогласно покрываемой порфиритовой свитой байоса (до 1—2 км). Батские слои отсутствуют, и на различных горизонтах средне- и нижнеюрских отложений, уцелевших от размыва в доверхнеюрских синклиналях, резко несогласно залегают карбонатно-терригенная свита (до 200 м) верхней юры. Меловые, палеоценовые и эоценовые отложения на значительной центральной части исследованной территории отсутствуют (Цагарели, 1970). Но, как показало глубокое бурение на Самгорской, Навтлугско-Телетской и Лисской площадях Притбилисского района, эти отложения несомненно принимают участие в глубинном строении Мамкода-Патардзеульской антиклинальной полосы с характерными для них в Аджаро-Триалетской складчатой системе соответственно флишево-вулканогенной и карбонатно-туфогенной фациями. Надо полагать, что в пределах этой полосы вулканогенной фацией представлен и альбский ярус, который, по-видимому, несогласно залегают на порфиритовой свите байоса. Мощность меловых отложений здесь вряд ли превышает 1000 м, а ниже- и среднепалеогеновых достигает 2—3 км в юго-восточной части полосы. В северо-западном и северном направлениях от антиклинория в сторону Мухранской и Эрцойской депрессий мощности мел-палеогеновых отложений резко уменьшаются вплоть до полного их выклинивания между майкопской серией и порфиритовой свитой, а там, где и последняя размывта, — между майкопской серией и доюрским субстратом. Уцелевшие от доолигоценного размыва отложения мела, палеоцена и эоцена вдоль северо-восточной периферии исследованной территории, по всей вероятности, представлены характерной для этих отложений в Кахетинской аллохтонной зоне (по Н. Б. Вассоевичу, 1932) смешанной фацией глинисто-песчанистых карбонатных и конгломератовых осадков, отражающих влияние субплатформенных условий осадконакопления Грузинской глыбы на юге и геосинклинали южного склона Большого Кавказа на северо-востоке.

Анализ взглядов предыдущих авторов показывает наличие двух принципиально противоположных точек зрения на тектоническую природу рассматриваемой территории. Первая из них заключается в допущении геосинклинального развития в течение палеозоя и мезо-кайнозоя этой территории и смежных областей Большого и Малого Кавказа с последующим формированием их современной складчатой структуры. Между тем большинство авторов, разделяя представления А. И. Джанелидзе (1942) о Грузинской глыбе, рассматривают эту территорию в качестве составной части данной глыбы, обладающей в отличие от смежных с ней складчатых систем Большого и Малого Кавказа пологоскладчатой, или субплатформенной, структурой.

Придерживаясь этой концепции, мы относим рассматриваемую территорию, за исключением Мамкода-Патардзеульского антиклинория, к Карт-



- 1 — Кахетинская аллохтонная зона;  
 2 — Картлийско-Гаре-Кахетинский синклиниорий;  
 3 — Аджаро-Триалетская складчатая система;  
 4 — надвиги;  
 I—I — Орхевский;  
 II—II — Симониантхеви-Гомборский,  
 III—III — Хинчеби-Какабетский,  
 IV—IV — Тедзами-Горанский,  
 V—V — Джачви-Хашминский;  
 5 — антиклинали:  
 1—1 — Симониантхевская,  
 2—2 — Веронская,  
 6—6 — Гомборская,  
 7—7 — Манавская,  
 9—9 — Какабетская,  
 10—10 — Чопортская,  
 12—12 — Бицминдская,  
 14—14 — Тедзами-Горанская,  
 16—16 — Натахтарская,  
 17—17 — Хвтаеба-Делубанская,  
 19—19 — Норйо-Сацхенисская,  
 20—20 — Назревская;  
 6 — синклинали:  
 3—3 — Цивская,  
 4—4, 4'—4', 4''—4'' — Эрцойская,  
 5—5 — Боджохетская,  
 8—8 — Бурдинская,  
 11—11 — Чопортская,  
 13—13 — Натахтарская,  
 15—15 — Пальдойская,  
 18—18 — Сагандизильская,  
 21—21 — Ормянская,  
 22—22 — Архская;  
 7 — разведочные скважины;  
 8 — параметрические скважины.  
 АБ — линия разреза

Фиг. 1. Схема тектоники междуречья Арагви, Иори и Лакбе (составил З. В. Мгеладзе, 1974)

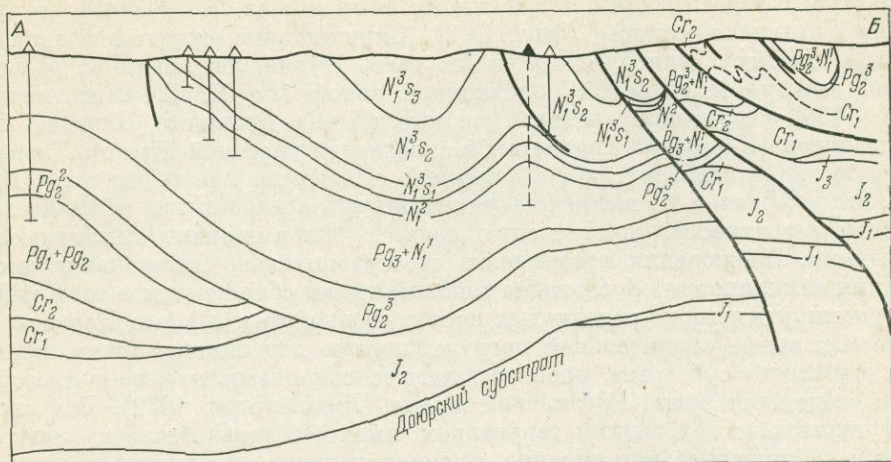
лийско-Гаре-Кахетинскому наложенному синклинорию восточного погружения Грузинской глыбы (фиг. 1, 2). Синклинорий, охватывая значительную среднюю, наиболее суженную часть Куринской впадины, расположен между Кахетинской аллохтонной зоной (по Н. Б. Вассовичу, 1933, 1936) складчатой системы южного склона Большого Кавказа на северо-западе и Аджаро-Триалетской складчатой системой Малого Кавказа на юге. От этих систем синклинорий отделяется соответственно Орхевским и Джачви-Хашминским региональными надвигами, имеющими, по всей вероятности, генетическую связь с одноименными глубинными разломами. Наблюдения показывают, что сравнительно интенсивная дислокация синклинория обусловлена максимальным сближением в этом районе упомянутых горно-складчатых систем Большого и Малого Кавказа и более или менее значительной погруженностью под синклинорием жесткого доюрского субстрата, препятствующего складчатости мезо-кайнозойского осадочного чехла Грузинской глыбы (Джанелидзе, 1942). Вся система складок исследованной территории, имея общекавказское и близкое к нему субширотное простирание, проявляет явную тенденцию к погружению в юго-восточном направлении. В синклинории развиты сравнительно короткие и сильно сжатые наклоненные на юг и юго-запад разорванные вдоль сводовых частей антиклинальные складки, разделенные более широкими и пологими синклиналями, что придает этому району характер чешуйчатой структуры. При этом локальные складки имеют в большинстве случаев хорошо выраженные периклинальные окончания, выполаживаются с глубиной и, теряя самостоятельность в низах разреза мезо-кайнозойского осадочного чехла, не находят отражения на поверхности доюрского субстрата. Прерывистая во времени и в пространстве складчатость синклинория отличается от полной, интенсивной дислокации смежных с ней систем Большого и Малого Кавказа, в альпийской складчатости которых наряду с мезо-кайнозойскими отложениями принимают активное участие доюрские образования.

В пределах рассматриваемой территории установлено наличие целого ряда антиклинальных и синклинальных складок (см. фиг. 1).

Мамкода-Патардзеульский антиклинорий и Ормоянская синклиналь принадлежат к Аджаро-Триалетской складчатой системе, Цивская наложенная синклиналь — к Кахетинской аллохтонной зоне, а остальные складки — к Картлийско-Гаре-Кахетинскому синклинорию.

Наиболее крупным из положительных складок является сильно сжатый Мамкода-Патардзеульский антиклинорий, который прослеживается на 50 км и сложен в сводовой части майкопской серией, а на глубине — более древними отложениями палеогена и мела. Симонциантхевская антиклиналь сложена в сводовой части среднемиоценовыми горизонтами, Гомборская, Веронская, Манавская и Какабетская антиклинали — средне-сарматскими осадками, Тедзами-Горанская антиклиналь — нацхорской свитой верхнего сармата, а Чопортская, Бицминдская и Натахтарская антиклинали — душетской свитой нижнего плиоцена. Протяженность этих складок составляет соответственно 22, 20, 25, 20, 15, 30, 10, 8, 5 км. Надо полагать, что они, выполаживаясь с глубиной, сохраняют самостоятельность в миоценовых, а первые шесть антиклиналей еще и в палеогеновых отложениях.

Пальдойская синклиналь, совпадающая с наиболее погруженной осевой полосой Картлийско-Гаре-Кахетинского синклинория и сложенная нацхорской и душетской свитами, прослеживается на 60 км между Мухранской (на западе) и Цицматанской (на юго-востоке) пологими (плос-



Фиг. 2. Геологический разрез по линии АБ

кодонными) депрессиями, выполненными мощными конгломератовыми образованиями плиоцена и постплиоцена. Эта синклиналь одновременно отделяет Мамкода-Патардзеульский антиклинорий от Тедзами-Горанской, Гомборской, Манавской и Какабетской антиклиналей северо-восточного борта синклинория. Ормаянская синклиналь, выполненная отложениями среднего миоцена и нижнего сармата, прослеживается южнее Мамкода-Патардзеульского антиклинория в широтном направлении на 30 км. Эрцойская синклиналь, разделяющая Симониантхевскую и Тедзами-Горанскую антиклинали, выполнена душетской свитой, протягивается на 30 км, а в восточной своей части разветвляется северо-восточной периклиналью Гомборской антиклинали на две синклинальные ветви. Северная из них — Боджохетская синклиналь, выполненная надчорской свитой, сильно деформирована Симониантхеви-Гомборским надвигом и зажата между Веронской и Гомборской антиклиналями. Южная ветвь Эрцойской синклинали отчленяет от Гомборской антиклинали Тедзами-Горанскую антиклиналь. Северо-восточнее Веронской антиклинали расположена несогласно наложенная на Кахетинскую аллохтонную зону и Орхевский надвиг Цивская пологая синклиналь. Она протягивается на 20 км и выполнена алазанской серией верхнего плиоцена (Вассоевич, 1932). Между Манавской и Какабетской антиклиналями фиксируется мелкая меридиональная Бурдинская синклиналь протяженностью 3—4 км, огибающая с востока крупную глыбу меловых пород, залегающую в виде включения в сарматских отложениях. Ормаянская, Эрцойская и Цивская синклинали, а также Мухранская и Цицматинская депрессии имеют пологие борта. Между тем Боджохетская и Пальдойская синклинали, как и упомянутые антиклинальные складки, значительно сжаты, асимметричны и наклонены на юго-запад.

Рассматриваемая территория расположена на восточной погруженной части Грузинской глыбы, консолидация которой в основном была завершена в результате двух мощных — позднеэриасовой и позднесреднеэриасовой — фаз складчатости мезозойского орогенеза. На территории глыбы накопились сравнительно маломощные прерывистые осадки юры, мела и

палеоцен-эоцена с характерными для данной глыбы субплатформенными фациями. Эти отложения претерпели неоднократную складчатость. В пределах рассматриваемой территории они, по всей вероятности, дислоцированы в пологие складки, имеющие двухэтажное строение. В нижний этаж объединяются нижне- и среднеюрские отложения, тогда как верхнеюрские, меловые, палеоценовые и эоценовые образования составляют верхний структурный этаж. Структурные планы этих этажей, разделенные мощной позднесреднеюрской фазой складчатости и связанным с ней региональным перерывом и несогласием, не совпадают. При этом кварцаркозовый состав песчаников лейаса, а также песчаников и конгломератов мел-палеогена и майкопской серии западной части Куринской впадины и смежных районов Большого и Малого Кавказа показывает, что в пределах Картлийской депрессии периодически размывались не только мезозойские и палеогеновые осадки, но и кристаллические и метаморфизованные породы доюрского субстрата Грузинской глыбы.

В связи с проявлением позднеэоценовой складчатости произошла коленная перестройка структурного плана территории Грузии. На местах прежних геосинклиналей южного склона Большого Кавказа и Аджаро-Триалетии началось формирование одноименных складчатых сооружений, а между ними заложилась крупная Куринская межгорная впадина. В пределах исследованной нами части этой впадины в течение олигоцена и неогена накопились морские, прибрежно-морские и континентальные отложения огромной мощности (до 10 км). Анализ строения этого моласового комплекса показывает на погружение фаций в сторону бортов впадины и снизу вверх по разрезу, что в свою очередь свидетельствует о компенсации прогибания осадконакоплением. В пределах этой впадины в конце понта и в среднем плиоцене в результате мощной фазы складчатости сформировался Картлийско-Гаре-Кахетинский синклиниорий. К этой фазе относятся также возникновение Мамкода-Патардзеульского антиклинория, Ормянской синклинали и смежных частей Аджаро-Триалетской складчатой системы, а также формирование покровной (шарьяжной) структуры Кахетинской и Чиаурской аллохтонных зон Горной Кахетии. Наличие шарьяжей здесь еще в 1928—1932 гг. впервые было установлено Н. Б. Вассовичем (1932), затем долгое время отрицалось многими авторами, но вновь подтвердилось за последние годы полевыми наблюдениями сотрудников Геологического института АН Грузинской ССР (П. Д. Гамкрелидзе) и Грузинского отделения ВНИГНИ (Г. Н. Хатискаци, Г. К. Чичуа), а также бурением на Илдаканской и Шуагорской площадях.

В среднем плиоцене в силу связанных с роданской фазой регрессии и перерыва рассматриваемая территория была основательно размыта, позже сивелирована акчагыльская трансгрессией, а затем вновь стала (вместе с Горной Кахетией) ареной седиментации грубообломочных отложений алазанской серии акчагыльского и ашшеронского ярусов. Отложения акчагыльского яруса с резко выраженным несогласием (до 40—50°) покрывает все более древние горизонты неогена и палеогена. Окончательное формирование современной структуры, а также рельефа исследованной территории относится к мощной валахской фазе складчатости и последующим постплиоценовым тектоническим движениям. Благодаря валахской фазе значительно увеличилось общая сжатость и асимметричность доакчагыльских складок, оживились залеженные раньше разрывные нарушения и, кроме того, возникли новые, большей частью унаследованные складки и разрывы в отложениях верхнего плиоцена.

Известные с древних времен в пределах исследованной нами территории выходы нефти и газа приурочены к различным по составу и возрасту породам олигоцена и неогена, а на смежных к северу и югу площадях соответственно Горной Кахетии и Притбилисского района нефтегазопроявления наблюдаются также в палеогеновых и меловых отложениях (Вассоевич, 1932; Булейшвили, 1960; Вахания, Сепашвили, 1970; Мгеладзе, 1971).

В целях поисков промышленных нефтегазовых залежей трестом «Грузнефть» на Норийской, Марткобской, Сацхенисской, Уджарма-Мухрванской и Патардзеульской площадях северо-восточного крыла Мамкода-Патардзеульского антиклинория и на Манавской, Какабетской и Симолиантхевской антиклиналях проведены детальная геологическая съемка и структурно-картировочное бурение для их подготовки к глубокому бурению. Кроме того, на первых пяти площадях в различное время производилось поисково-разведочное бурение (Иоселиани, 1969); на Бидминдской и Какабетской антиклиналях были пробурены опорные скважины (Булейшвили, 1960), а на Гомборской антиклинали — две глубокие поисковые скважины. В результате проведенных работ в миоценовых отложениях Мамкода-Патардзеульского антиклинория (как уже отмечалось) открыты Норийское, Сацхениское и Патардзеульское месторождения нефти; два первых введены в разработку соответственно в 1940 и 1958 гг., но из-за малых размеров, ограниченности запасов и низкой дебитности структурно-литологических залежей этих месторождений бурение на них новых эксплуатационных скважин прекращено с 1960 г. Основными причинами низкой эффективности поисково-разведочных работ, помимо сложного геологического строения рассматриваемой территории, следует считать: 1) недостаточную изученность глубинной тектоники разведанных площадей; 2) неравномерное распределение глубокого бурения по площадям и перспективным стратиграфическим объектам; 3) ограниченность глубины бурения скважины до 3 км и 4) низкое качество опробования ряда скважин.

Несмотря на низкую эффективность проведенных работ, анализ накопленного материала геологических и геофизических исследований и бурения позволяет прийти к выводу, что рассматриваемая территория является одним из высокоперспективных регионов в отношении открытия новых промышленных нефтегазовых залежей. Литофациальный анализ мезо-кайнозойских отложений, палеогеографические и геохимические условия их седиментации и закономерность распределения в них органического вещества, битумов, нефтегазопроявлений и нефтегазовых залежей позволяют в разрезе мела и третичной системы рассматриваемой территории выделить среднесарматский, чокракский, нижнемиоценовый, среднеэоценовый и верхнемеловой возможно нефтегазоносные (коллектороспособные) комплексы. Они разделены водоупорными глинистыми осадками нижнего сармата и конкско-караганских слоев, тарханского и коцахурского горизонтов, олигоцена — верхнего эоцена, нижнего эоцена — палеоцена, нижнего турона — альба, которые в общей сложности могут быть расценены в качестве нефтегазопроизводящих свит и надежных покрышек для сохранения нефтегазовых залежей. Первые три из упомянутых возможно нефтегазоносных комплексов содержат пласты гранулярных коллекторов, а вулканогенные породы среднего эоцена и известняки верхнего мела, помимо первичной пористости, обладают еще и достаточно высокой трещиноватостью. Результаты изучения пористости и проницаемости большого числа образцов пород, а также данные испытания

скважин показывают, что каждый из этих пяти комплексов, независимо от генетического характера связанных с ним нефтегазопроявлений, при благоприятных структурных, гидродинамических и других условиях способен аккумулировать промышленные скопления нефти и газа.

Геологическое строение и нефтегазоносность исследованной территории позволяют Мамкода-Сацхенискую, Хвтаеба-Лелубанскую, Назревскую, Натахтарскую, Бицминдскую, Тедзами-Горанскую, Гомборскую, Симониантхевскую, Веронскую, Манавскую и Какабетскую антиклинали считать перспективными локальными структурами для поисков нефтегазовых залежей. При этом среднесарматский комплекс в Тедзами-Горанской, Натахтарской, Бицминдской, Хвтаеба-Лелубанской антиклиналях должен рассматриваться в качестве попутного объекта в процессе поисков в этих структурах залежей нефти и газа в отложениях миоцена и палеогена. Чокракский и нижнемиоценовый комплексы заслуживают внимания в Хвтаеба-Лелубанской, Тедзами-Горанской, Натахтарской, Симониантхевской, Гомборской, Веронской, Манавской и Какабетской антиклиналях.

Что касается трещиноватых коллекторов среднеэоценовых и верхнемеловых пород, то они несомненно заслуживают первостепенного внимания в Мамкода-Патардзеульском антиклинории, а также в Натахтарской, Тедзами-Горанской и Симониантхевской антиклиналях.

## Л и т е р а т у р а

- Будейшвили Д. А. Геология и нефтегазоносность межгорной впадины Восточной Грузии. М., Гостоптехиздат, 1960.
- Вассоевич Н. Б. Нефтегазопроявления в окрестностях селений Уджарма, Мухровани, Сацхениси, Марткопи, Норю.— Труды НГРИ, серия Б, 1932, вып. 34.
- Вассоевич Н. Б. Некоторые результаты геологических исследований в Горной Кахетии (1928—1932 гг.). Тбилиси, изд. треста «Грузнефть», 1933.
- Вассоевич Н. Б. Проблема тектоники Восточной Грузии. Баку, Азнефтеиздат, 1936.
- Вахания Е. К., Сепашвили О. А. О нефтегазоносности Картлийской депрессии.— В сб. «Вопросы геологии Картлийской депрессии». Тбилиси, 1970.
- Джанелидзе А. И. Проблема Грузинской глыбы.— Сообщения АН СССР, 1942, т. III, № 1—2.
- Иоселиани М. С. Строение осадочного комплекса и кристаллического фундамента территории Грузии по геофизическим данным. Тбилиси, 1969.
- Мгеладзе З. В. Гомборская антиклиналь — перспективный объект для поисков нефти и газа на юго-западном склоне Цив-Гомборского хребта.— Труды Груз. политехн. ин-та, 1971, вып. 2.
- Папая Д. Ю. Вопросы геологии восточной части Триалетского хребта и перспективы нефтегазоносности меловых и палеогеновых отложений.— Труды ВНИГНИ, 1967, вып. XI.
- Хатискаци Г. Н., Чичуа Г. К., Аггев В. П., Хаханашвили А. Л. К вопросу оценки перспектив нефтегазоносности южного склона Кахетинского хребта.— Труды ВНИГНИ, 1967, вып. XI.
- Цагарели А. Л. Мезозой Картлийской впадины.— В сб. «Вопросы геологии Картлийской депрессии». Тбилиси, 1970.

## НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАСЕЙНЫ СЕВЕРО-ВОСТОКА СССР

Ю. К. БУРЛИН, А. Я. АРХИПОВ, В. В. ДОНЦОВ

В настоящее время сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности территорий может эффективно проводиться лишь на основе выделения нефтегазоносных бассейнов (НГБ). Учение о бассейнах, выдвинутое И. О. Бродом, было существенно дополнено Н. Б. Вассоевичем теорией осадочно-миграционного происхождения нефти и фактически составляет теоретическую основу современной нефтяной геологии.

Н. Б. Вассоевич подчеркивает, что термин «бассейн» сочетает единство форм и содержания, так как отражает прежде всего существование осадочно-породного тела линзовидной формы, возникшего в процессе осадконакопления при устойчивом прогибании участка земной коры. Бассейн как целостная и в достаточной мере автономная система в процессе погружения по мере смены термобарических условий проходит ряд стадий, на протяжении которых изменяются не только осадочные породы, но и заключенное в них органическое вещество (ОВ) с образованием газообразных и жидких углеводородов (УВ). Массовое возникновение нефтяных углеводородов начинается на стадии среднего катагенеза, которая отвечает главной фазе нефтеобразования. Вблизи нижнего температурного предела главной фазы (65—80° С) для преобразования ОВ в нефть требуется длительное время, порядка десятков миллионов лет, но по мере увеличения температур процесс значительно ускоряется в соответствии с правилом Вант-Гоффа. Процессы нефтегазообразования заканчиваются при наступлении этапа формирования коксовых углей — антрацита (стадия апокатагенеза) при температурах около 200° С.

Процессы катагенеза и нефтеобразования по-разному протекают в осадочных комплексах разнотипных впадин и прогибов, на основе которых и выделяются различные НГБ. Наиболее общая классификация НГБ была разработана И. О. Бродом, который выделил платформенные, предгорные и межгорные бассейны. Дальнейшее развитие вопросы классификации бассейнов, стадийности их развития и распределения залежей нефти и газа нашли отражение в работах И. В. Высоцкого и В. Б. Оленина (1968), Н. Б. Вассоевича и др. (1967, 1970, 1971), Б. А. Соколова и А. М. Серегина (1968) и др.

Развивая классификацию бассейнов, Б. А. Соколов и А. М. Серегин (1968) предложили выделить приокеанические бассейны в месте сочленения океанов и платформ или океанов и складчатых сооружений. В качестве подтипа можно выделить бассейны на континентах и смежных шельфах окраинных морей. Последняя разновидность выделяется в пределах Тихоокеанского подвижного пояса. Тихоокеанский пояс — одна из самых мобильных крупнейших структур земного шара. В данной работе рассматривается лишь часть северо-западного сектора пояса, который начали интенсивно изучать в последнее десятилетие.

Оценивая перспективы нефтегазоносности Северо-Востока СССР, следует отметить, что в его пределах расположены НГБ, связанные с различными по внутреннему строению и геотектоническому положению межгорными впадинами. В области кайнозойской складчатости выделяются две зоны: внешняя и внутренняя. Внешняя сопряжена со структурами Охотско-Чукотского вулканогенного пояса, внутренняя включает территорию юго-восточной части Корякской складчатой области и продолжа-

ется на Восточную Камчатку. Во внешней зоне собственно геосинклинальный этап развития завершился в поздне меловое время. Период активного горообразования сопровождался формированием впадин, заполнявшихся молассовыми, прибрежно-морскими и континентальными угленосными отложениями. В то же время во внутренней зоне в отдельных вытянутых и узких прогибах происходило накопление мощных морских толщ, прерываемое несколькими фазами складчатых движений.

Бассейны внешней зоны располагаются в относительно стабилизированных участках кайнозойской складчатой области, в пределах которых широко развиты неотектонические движения блокового характера. Бассейны внутренней зоны приурочены к мобильным участкам, характеризовавшимся в кайнозое геосинклинальными чертами развития.

Расположенные в пределах Анадырско-Корякского региона Пенжинский и Анадырский бассейны связаны с внешними прогибами Тихоокеанского пояса. В отличие от них Хатырский бассейн отвечает прогибу, располагающемуся в непосредственной близости от внутренней зоны пояса.

На северо-западе Чукотки, в области развития мезозойской складчатости, также были выделены межгорные внутрискладчатые бассейны. Кроме того, обсуждался вопрос о перспективности на нефть и газ мезозойских отложений Раучуанского бассейна, расположенного на границе Аноуйской и Восточно-Чукотской ветвей мезозойских складчатостей.

Здесь дается сравнительная оценка нефтегазоносности трех бассейнов — Анадырского, Хатырского и Раучуанского (схема), которые различаются как по геотектоническому положению, так и по стадиям развития, а следовательно, и по возможностям нефтегазообразования в их недрах.

Анадырский бассейн располагается во внешней зоне Тихоокеанского пояса. Он является типичным межгорным и приурочен к внутрискладчатому грабену. Миоценовые и более молодые глинисто-песчано-алевритовые отложения, выполняющие впадину, трансгрессивно залегают на разновозрастных толщах: вулканогенной палеогеновой (скв. К-3), угленосной верхнемеловой (скв. К-6) и вулканогенно-туфогенной нижнемеловой (скв. К-7, ОП-1, Р-2, К-8). Верхнемеловая угленосная моласса развита на территории впадины локально, пространственно приурочена к периферическим частям окружающих впадину горно-складчатых сооружений. В одной из скважин в западной части впадины (скв. С-1) на Соболевской площади в разрезе появляются, как полагают, более древние, чем на других участках, горизонты миоцена или даже олигоцена. Границы бассейна на суше часто совпадают с крупными разрывными нарушениями, ограничивающими впадину. В пределах континентальной части бассейна нижняя граница возможной нефтегазоносности проводится по кровле нижнемелового вулканогенно-туфогенного комплекса. Максимальная мощность осадочного выполнения достигает 3,5—4 км. Площадь бассейна на суше составляет около 30 тыс. км<sup>2</sup> и может быть значительно расширена за счет Анадырского залива.

Анадырский бассейн характеризуется: 1) своим расположением в зоне относительно раннего (палеогенового) завершения геосинклинального развития; 2) отсутствием отложений мелового и палеогенового возраста на большей части территории и наличием крупного перерыва между миоценовыми и подстилающими отложениями на большинстве участков; 3) относительной фациальной выдержанностью наиболее широко развитых по площади миоценовых отложений; 4) относительно небольшими

мощностями перспективных отложений (1,5—2 км) на большей части площади; 5) пологой складчатостью в миоценовых слоях; 6) сравнительно низкой степенью углефикации органического вещества в составе позднемиоценовых кайнозойских отложений.

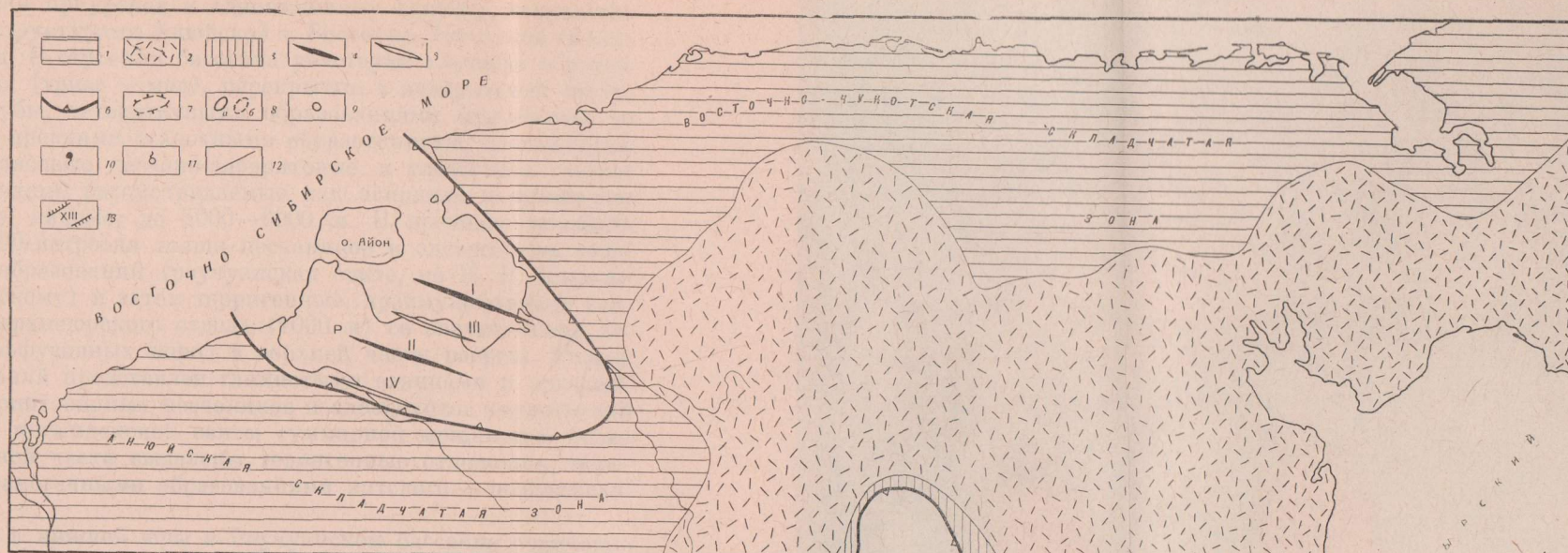
Особенности геологического строения должны обусловить и специфические черты нефтегазоносности: 1) преимущественную газоносность бассейна; 2) небольшую мощность этажа возможной нефтегазоносности на большей части территории; 3) преобладание зон нефтегазоаккумуляции антиклинального типа. В краевых частях возможны зоны, связанные с выклиниванием и тектоническим экранированием.

Хатырский бассейн расположен вблизи внутренней зоны кайнозойской складчатости, почти граничит с нею и несет на себе многие ее черты. Он приурочен к прогибу, который часто рассматривался как межгорный, хотя горы ограничивают его только с северо-запада; на юг и юго-восток бассейн открывается в море. Бассейн расположен в месте сочленения складчатого сооружения континента и шельфа окраинного Берингового моря. Непосредственно южнее располагается глубоководная впадина. Границы бассейна проходят, как правило, вдоль крупных разрывных нарушений, по которым контактируют кайнозойские отложения с интенсивно дислоцированными образованиями верхнего мезозоя. В море границу бассейна целесообразнее всего связать с краевым поднятием шельфа. Площадь бассейна на суше составляет около 3 тыс. км<sup>2</sup>, морская часть — в несколько раз больше. Разрез бассейна представлен мощной толщей песчано-глинистых пород верхнемиоценового — кайнозойского возраста.

Степень дислоцированности пород в различных участках бассейна различна. Выделяются относительно напряженные участки с узкими сжатыми складками, сильно нарушенные разрывами. Есть относительно просто построенные брахиантиклинальные складки. Прогиб, к которому приурочен бассейн, поперечным Накепейякским поднятием делится на Пыльгинскую и Нижнехатырскую впадины.

Хатырский бассейн отличается следующими специфическими чертами геологического строения и развития: 1) приуроченностью к зоне с недавним завершением геосинклинального развития; 2) большими мощностями (до 6—8 км) перспективных отложений, особенно в юго-западной части; 3) наличием фациально выдержанной по площади глинистой палеогеновой толщи, являющейся региональной покрывкой; 4) довольно резкой фациальной невыдержанностью миоценовых отложений и выклиниванием к востоку отдельных частей миоценового разреза; 5) наличием крупных разрывных нарушений вдоль бортов бассейна, а также в зонах поперечных поднятий; 6) проявлениями диапиризма в глинистой толще палеогена, что может повлиять на некоторое несовпадение структурных планов по нижнему миоцену по сравнению с более глубокими горизонтами.

Особенности геологического строения должны обусловить специфические черты нефтегазоносности: 1) большой этаж возможной нефтегазоносности, охватывающей в юго-западной части нижний миоцен, палеоген и верхний, а может быть, и часть нижнего мела; на левобережье р. Хатырки высота этажа существенно снижается за счет выведения на поверхность и размыва миоцена; 2) преобладание зон нефтегазоаккумуляции антиклинального типа. В прибортовых частях и поперечных поднятиях существенную роль приобретают зоны, связанные с тектоническим экранированием.

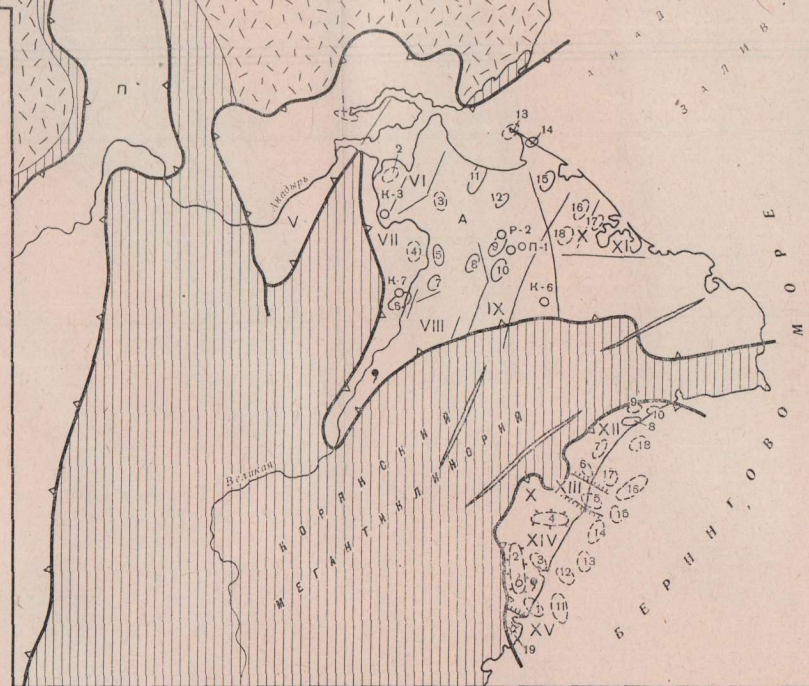


### Нефтегазоносные бассейны Северо-Востока СССР

- 1 — области мезозойской складчатости;
  - 2 — Охотско-Чукотский вулканический пояс;
  - 3 — области кайнозойской складчатости;
  - 4 — оси антиклинориев;
  - 5 — оси синклинориев;
  - 6 — границы нефтегазоносных бассейнов;
  - 7 — положительные структуры второго порядка;
  - 8 — локальные поднятия;
  - a — установленные,
  - б — предполагаемые по данным геофизики и морфометрии;
  - 9 — скважины;
  - 10 — нефтепроявления;
  - 11 — газопроявления;
  - 12 — разломы;
  - 13 — границы Накепейлякского поднятия.
- Буквы и цифры на схеме:
- Р — Раучуанский бассейн;
  - Г — Чаанайский антиклинорий;
  - П — Эльвенецкий антиклинорий;
  - III — Коневаамский синклинорий;
  - IV — Мырговаамский синклинорий.
  - A — Анадырский бассейн;
  - V — Красноозерский прогиб;
  - VI — поднятие Дионисия;
  - VII — Великореченский прогиб;
  - VIII — Чырынайское поднятие;
  - IX — Майницкий прогиб;
  - X — Туманское поднятие;
  - XI — Лагуинный прогиб.
- Локальные поднятия:
- 1 — Мелкореченское,
  - 2 — Онеменское,
  - 3 — Александровское,
  - 4 — Водораздельное,
  - 5 — Соболювское,
  - 6 — Усть-Чырынайское,
  - 7 — Телекайское,
  - 8 — Западно-Озерное,
  - 9 — Восточно-Озерное,
  - 10 — Иаменное,
  - 11 — Калиинское,
  - 12 — Ивановское,
  - 13 — Гека,
  - 14 — Приморское,
  - 15 — Королевское,
  - 16 — Большегорское,
  - 17 — Мирное,

- 18 — Чимчинейское.
  - X — Хатырский бассейн;
  - XII — Пыльгинская впадина;
  - XIII — Накепейлякское поднятие;
  - XIV — Нижнехатырская впадина.
- Антиклинальные зоны и локальные поднятия в их пределах:
- 1 — Усть-Кулькайское,
  - 2 — Кулькай-Ольховская,
  - 3 — Усть-Итунэйское,
  - 4 — Восточно-Имынейское,
  - 5 — Приморское,
  - 6 — Ваамочкинское,
  - 7 — Ытымтымское,
  - 8 — Майно-Пыльгинское,
  - 9 — Мангысконское,
  - 10 — Кайпыльгинское,
  - 11 — Нартовое,
  - 12 — Куэмское,
  - 13 — Галечное,
  - 14 — Большое,
  - 15 — Головинское,
  - 16 — Поперечное,
  - 17 — Шельфовое,
  - 18 — Морское,
  - 19 — Рубиконское.

- II — Пенжинский бассейн



Раучуанский бассейн приурочен к одноименному прогибу, сопряженному по разломам со структурами Аноуской и Восточно-Чукотской складчатых ветвей мезозойд. В строении бассейна участвуют главным образом мезозойские отложения (триас — мел), перекрытые в центральной части, в районе Чаунской губы, четвертичными образованиями мощностью до 150—200 м. Наиболее древними осадочными образованиями, слагающими бассейн, являются триасовые песчано-алевролитовые и глинистые сильно метаморфизованные толщи, рассматриваемые как аспидная и флишевая формации, мощностью, видимо, до 5000—6000 м. В пределах впадины выделяются также 1000-метровая толща песчаников и алевролитов нижне-среднеюрских (?) образований (раучуанская свита, по К. В. Паракцову и М. С. Городинскому) и затем терригенные, преимущественно глинистые образования верхнеюрского отдела (1000 м) со значительной долей туффогенных и эффузивных пород в верхней части разреза. Разрез нижнемеловых отложений представлен глинистыми сланцами и аргиллитами с прослоями кварцитовидных песчаников и алевролитов утувеевской свиты и песчаниками погывденской свиты суммарной мощностью более 2000 м. В юго-восточной части выделены терригенные отложения, перекрытые осадочно-вулканогенными образованиями аптского — позднемелового возраста.

Отложения триаса и нижней юры в Раучуанском бассейне отличаются высокой степенью метаморфизма (до стадии филлитизированных сланцев и филлитов), верхнеюрские и нижнемеловые породы также сильно катагенетически изменены. Отложения триаса — мела в бассейне сильно дислоцированы, нарушены многочисленными разрывами. Основными структурами II порядка являются Эльвенийский горстообразный выступ и смежные с ним Мырговаамский и Коневаамский прогибы, Чаанайское поднятие и Паляваамский синклиний, смежный с Куульским поднятием Восточно-Чукотской зоны мезозойд. В пределах выделенных прогибов отмечен ряд более мелких складок. Отложения триаса (нижний структурный этаж) дислоцированы более интенсивно, чем породы поздней юры и мела (верхний структурный этаж).

Комплексные литолого-геохимические исследования позволили выявить ряд закономерностей в составе, распределении и степени катагенеза ОВ в разрезе отложений, выполняющих рассматриваемые бассейны, и сделать определенные выводы о характере преобразования рассеянного органического вещества пород и перспективности на нефть и газ.

В Анадырском бассейне верхнемеловые песчано-глинистые, часто угленосные мелководные образования характеризуются содержаниями некарбонатного углерода ( $C_{нк}$ ) в среднем до 2,1%, а исходное ОВ преимущественно гумусовое. Породы этого возраста прошли стадию среднего катагенеза, так как степень углефикации ОВ отвечает в основном стадии длиннопламенных углей и в ряде мест — стадии газовых углей. Этот комплекс может рассматриваться как газопроизводящий из-за преобладания гумусового органического вещества. Следует помнить о том, что этот комплекс распространен в пределах впадины ограниченно, главным образом в краевых частях, тем не менее с ним могут быть связаны скопления газа, в меньшей степени нефти. Палеогеновые отложения в разрезе этого бассейна практически отсутствуют.

Верхнемеловые и палеогеновые морские отложения Хатырского бассейна мощностью более 2000 м, формировавшиеся в восстановительных условиях, содержат ОВ преимущественно сапропелевого характера ( $C_{нк}$  от 0,47 до 2%, медиана 0,98%). Эти породы находятся на стадии сред-

него катагенеза, соответствующей образованию газовых и даже жирных углей. Сингенетичная битуминозность глинистых пород палеогена высокая (0,021—0,081% на породу, медиана 0,04%). Величины битумоидных коэффициентов не превышают 11%. В элементном составе ХБ углерода содержится 76—81,3%, водорода — 10,3—11,1%; содержание масляной фракции не превышает 55%. Спиртобензольный экстракт незначительно преобладает над хлороформенным. При наложении миграционных компонентов, в случае наличия так называемых смешанных битумоидов, в них наблюдается явное преобладание ХБ, хлороформенный экстракт преобладает над спиртобензольным, коэффициент  $\beta$  резко возрастает (16—20% и более), при этом обогащается элементный и групповой состав. В отдельных случаях большая часть ОВ (до 80%) растворяется в хлороформе. Весь комплекс верхнемеловых и палеогеновых отложений рассматривается как зона проявления ГФН.

Накопление осадков в миоценовую эпоху в Анадырском и Хатырском бассейнах происходило в различных средах, обусловивших и различные мощности накопившихся отложений (в Анадырском бассейне 900—1300 м, в Хатырском — более 4000 м). Существенно различается и состав исходного органического вещества, рассеянного в этих отложениях. В Анадырском бассейне в отложениях нижних автактульской и елисейской свит накапливалось сапропелево-гумусовое вещество, а отложения вышележащей озернинской свиты и плиоцена характеризуются главным образом гумусовым исходным ОВ. Содержание  $S_{\text{нк}}$  в двух нижних свитах изменяется от 0,45 до 5,6% (медиана 0,94%), в озернинской свите — от 0,29 до 2,6% (медиана 1,3%).

В Хатырском бассейне преобладало накопление сапропелевого ОВ, гумусовые компоненты имеют подчиненное значение. Содержание  $S_{\text{нк}}$  в нижнемиоценовых глинистых отложениях изменяется от 0,38 до 1,79% (медиана 0,8%), в песчано-алевритовых породах максимальное содержание  $S_{\text{нк}}$  достигает 0,7%.

Степень катагенеза миоценовых отложений Анадырского бассейна невелика, породы находятся на стадии протокатагенеза, отвечающей образованию бурых углей, и лишь в отдельных участках, видимо, нижние части разреза попали в зону среднего катагенеза. Таким образом, для этих отложений характерными были главным образом процессы газообразования из рассеянных ОВ в верхней термокаталитической зоне, тем более что состав органического вещества (преимущественно гумусовый) не типичен для нефтегенерирующих толщ.

Условия катагенетического преобразования миоценовых отложений Хатырского бассейна были существенно иными. В основном все эти породы находятся на стадии мезокатагенеза, и гумусовые компоненты ОВ преобразованы до углей марок Д (нижние горизонты в западной части района даже до газовых углей).

Битумоидный коэффициент для глин и глинистых алевритов нижнего миоцена по р. Хатырке изменяется от 1,5 до 13,75% (медиана 4,2%), для песчаных пород — от 3,3 до 47,2% (медиана 6%). При обогащении битумоидов аллохтонной примесью они характеризуются повышенным содержанием углерода, относительно низкой величиной суммы гетероэлементов, высокими значениями содержания масел. Аномально высокие значения  $\beta$  связаны с песчаниками, в которых отмечаются нефтепроявления.

Таким образом, можно считать, что в Хатырском бассейне большая часть осадочного выполнения по условиям преобразования рассеянного

в нем ОВ находится на стадии катагенеза, соответствующей главной фазе нефтеобразования, в которой наряду с газообразованием широко идет процесс образования жидких углеводородов.

В общих чертах по мере углубления катагенетических преобразований ОВ в составе ХБ отмечается рост содержания углерода и особенно водорода, снижение суммы гетероэлементов. В групповом составе отмечается увеличение количества масел и снижение — асфальтенов. Наблюдается также увеличение количества метаново-нафтовых УВ в рассеянном ОВ. Начиная с глубин 2,0—2,5 км с ростом температур и давлений фиксируется стабилизация величин геохимических показателей, отражающих процессы восстановления сингенетичных битумоидов. С этих глубин в составе битумоидов отмечается противоположная тенденция, отражающая характер перераспределения битумоидов (первичную миграцию). В нижней части палеогенового разреза и в отложениях мела процессы эмиграции битумоидов начинают, по-видимому, преобладать над процессами генерации. Это отмечается в некотором «покислении» состава сингенетичных битумоидов.

В Хатырском бассейне процесс новообразования битумоидов проявляется в широких масштабах начиная с длиннопламенной стадии углефикации углей (нижнемиоценовые отложения) и прослеживается до катагенеза, отвечающего жирной стадии углефикации гумусового вещества. Начало главной фазы для верхнемеловых отложений можно связывать с концом палеогенового времени, нижнемиоценовые породы начали участвовать в процессе нефтеобразования лишь к плиоцену.

В осадочном разрезе и Анадырского и Хатырского бассейнов выделяются горизонты с хорошими коллекторскими свойствами. В Анадырской впадине в разрезе верхнемеловых отложений выделяется до пяти-шести песчаных пачек мощностью 20—50 м с проницаемостью до 200 мд.

В песчано-алевритовых породах миоцена пласти с лучшими коллекторскими свойствами имеют мощность 3—12 м, открытую пористость — 18—23% и проницаемость до 520 мд. При испытании этих пластов в скважинах уже получены кратковременные притоки газа. Роль покровов в этом районе играют глинистые алевролиты мощностью более 100 м.

В Хатырском бассейне коллекторские свойства верхнемеловых песчаных горизонтов невысоки, но в отложениях олигоцена и миоцена имеются массивные песчаные резервуары и отдельные песчаные пачки проницаемостью от нескольких сотен до 1200 мд.

Литолого-геохимическое изучение отложений триаса, юры и мела Раучуанского бассейна, проведенное нами совместно с сотрудниками СВКНИИ АН СССР (Б. А. Клубов и др.), дало возможность сделать определенные выводы о перспективности этого региона на нефть и газ.

Накопление осадков и рассеянного, преимущественно сапропелевого, ОВ в триасовое, юрское и раннемеловое время происходило в благоприятных субаквальных условиях при преобладании опускания территории бассейна. Однако в последующем эти породы достигли очень высокой степени катагенеза и находятся на стадии апокатагенеза и перехода в метаморфическую стадию. Гумусовое ОВ в триасовых породах изменено до антрацита и даже глубже.

Глинистые породы триаса характеризуются относительно низкими содержаниями  $S_{\text{нк}}$  (0,4—0,79%) и хлороформного экстракта битумоидов (около 0,01%). Низкие значения  $\beta$  (1—1,5%) связаны с почти полной эмиграцией УВ из отложений этого возраста.

По отражательной способности витринита установлено, что породы

верхнеюрского и нижнемелового возраста достигли стадии полуантрацитов.  $S_{\text{нк}}$  составляет в них около 1—1,5%, хлороформенный экстракт — тысячные доли процента, что дает очень низкие (0,2—1%) значения коэффициента  $\beta$ . Остальные битумоиды имеют окисленный характер. Для нефтидов характерна крайняя степень метаморфизма (наличие антраксолитов). Это говорит о том, что породы триаса — нижнего мела Раучуанского бассейна прошли в своем развитии стадию главной фазы нефтеобразования.

Изучение физических свойств пород триаса — мела показало, что песчаники и алевролиты обладают чрезвычайно низкими коллекторскими свойствами: открытая пористость имеет максимальные значения около 4—5%, а проницаемость — десятые доли миллидарси.

Таким образом, геологические и литолого-геохимические данные показывают, что в настоящее время Раучуанский прогиб бесперспективен для поисков нефти и газа, тогда как Анадырский и Хатырский бассейны являются основными объектами для проведения нефтегазописковых работ на Северо-Востоке нашей страны. В их пределах возможно обнаружение месторождений нефти и газа, которые создадут собственную топливно-энергетическую базу этого региона.

### Литература

- Вассоевич Н. Б., Высоцкий И. В., Гусева А. Н., Оленин В. Б.* Углеводороды в осадочной оболочке Земли.— Вестн. МГУ, геол., 1967, № 5.
- Вассоевич Н. Б., Архипов А. Я., Бурлин Ю. К., Серегин А. М., Соколов Б. А., Трофимук А. А.* Нефтегазоносный бассейн — основной элемент нефтегеологического районирования крупных территорий.— Вестн. МГУ, геол., 1970, № 5.
- Вассоевич Н. Б., Высоцкий И. В., Корчагина Ю. И., Соколов Б. А.* Историко-геологический метод оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов.— Изв. АН СССР, серия геол., 1971, № 11.
- Высоцкий И. В., Оленин В. Б.* Генетический принцип нефтегеологического районирования.— Геол. нефти и газа, 1968, № 12.
- Серегин А. М., Соколов Б. А.* О стадийном развитии нефтегазоносных бассейнов Индостана.— Вестн. МГУ, геол., 1968, № 1.

## ПОИСКИ НЕФТИ И ГАЗА В АКВАТОРИЯХ — НОВЫЙ ЭТАП В РАЗВИТИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

М. К КАЛИНКО

Изучая историю нефтегазовой геологии, можно заметить, что в ее развитии имеется ряд этапов, отличающихся друг от друга определенными особенностями. При переходе от одного этапа к другому, как правило, существенно менялись представления о закономерностях распространения нефти и газа, в результате чего менялись направления их поисков. Накапливались новые фактические данные, на основе которых возникали новые теоретические представления. Характерно, что при переходе к каждому новому этапу значительно расширялись потенциальные возможности открытия новых нефтяных и газовых месторождений, увеличивалось число стран и континентов, территории которых представлялись перспективными в нефтегазоносном отношении.

Благодаря этому при резком увеличении общего количества добывае-

мых в мире нефти и газа ежегодный прирост их разведанных запасов в целом обгоняет добычу.

Для того чтобы доказать правильность тезиса, изложенного в названии настоящей статьи, очевидно, необходимо рассмотреть признаки, отличающие один этап от другого. Такими признаками следует считать установление широкого развития новых типов нефтяных и газовых месторождений, районов и регионов, разработку новых методов выявления таких территорий и теоретическое обоснование их прогнозирования. По указанным признакам в истории нефтегазовой геологии можно выделить следующие этапы.

Началом первого этапа, с которого, собственно, и начинается история нефтегазовой геологии как науки, является создание теории антиклиналей. После разработки этой теории нефтяная геология стала собственно наукой, ибо только тогда появилась возможность прогнозировать месторождения нефти, направлять поиски, был разработан ряд приемов обнаружения антиклинальных складок и определения мест заложения поисковых скважин и т. д.

Вторым этапом в истории развития нефтегазовой геологии можно считать открытие в 20-х годах настоящего столетия связи между соляными куполами и нефтегазоносностью. При этом любопытно, что, хотя нефтегазоносность многих соляных куполов была известна еще с начала XX в., все же поиски месторождений подобного типа долгое время проводились попутно; лишь после того как была теоретически доказана связь соляных куполов с нефтью, во многих странах резко возросли масштабы поисков месторождений именно такого типа, были разработаны методы поисков соляных куполов: геофизические, геоморфологические и т. д.

В результате этого было открыто много новых месторождений нефти в различных солянокупольных районах мира, открыты новые солянокупольные регионы, что в конечном итоге привело к резкому увеличению количества добываемой нефти.

Следующий этап в развитии нефтегазовой геологии, начавшийся в 40-х годах, связан с теоретическим обобщением представлений о стратиграфических и литологических залежах нефти. И так же как на предыдущем этапе, хотя подобные залежи неоднократно обнаруживались и ранее, подлинное их значение стало ясно лишь в конце 30-х — начале 40-х годов.

Началом четвертого этапа в развитии нефтегазовой геологии считается появление представления о том, что любой достаточно крупный седиментационный бассейн может являться нефтегазоносным. Это представление, сложившееся в конце 40-х годов, и явилось теоретической основой для проведения широких поисков нефти и газа на всех континентах, благодаря чему были открыты новые нефтегазоносные провинции в самых различных частях мира. Резко увеличились не только количества добываемых нефти и газа, но и их разведанные запасы и значительно расширилась «география» нефти.

С конца 50-х годов начался пятый этап в развитии этой науки — этап поисков нефти и газа в акваториях. При этом также можно отметить, что, хотя отдельные месторождения нефти и газа открывались в различных акваториях и ранее, все же закономерный характер распространения в них месторождений определился именно в эти годы (Калинко, 1969). В течение 60-х годов стали выясняться действительные масштабы нефтегазоносности акваторий, которые превзошли все ожидания, что в свою очередь вызвало значительное увеличение поисковых работ и от-

крытие новых месторождений нефти и газа в разных частях Мирового океана.

Интересно в этом отношении проследить, как в течение каждого этапа изменялись представления о запасах нефти и газа. Для примера возьмем наиболее разведанную территорию США. В 1920 г. начальные запасы нефти в США оценивались в 2 млрд. т, в 1948 г. — в 13,8 млрд. т. При этом считалось, что запасы нефти в США не позволяют увеличивать ее добычу после 1960 г., когда она должна была достигнуть 345 млн. т, после чего предполагалось ее снижение. В действительности, как известно, добыча нефти в США продолжает расти и в 1970 г. достигла 486,5 млн. т, а всего начальные запасы нефти (суммарная добыча и разведанные запасы) на 1 января 1971 г. составили 17 млрд. т.

Рассмотрим особенности пятого этапа и определим, насколько они являются существенными для достаточно серьезного обоснования выделения его в качестве самостоятельного этапа.

Первая особенность, на которую было обращено внимание еще в конце 50-х годов, заключается в том, что почти во всех прибрежных нефтегазоносных областях месторождения нефти и газа встречаются как на суше, так и в смежных частях акваторий. Затем было установлено, что нефтяные и газовые месторождения могут встречаться и в тех акваториях, в смежных прибрежных частях которых таких месторождений не имеется. Как было доказано, такое распределение месторождений нефти и газа в акваториях не является случайным, а представляет проявление одной из закономерностей их распределения в земной коре — приуроченности к мощным осадочным прогибам. Исходя из этой закономерности, еще в конце 50-х годов были отнесены к перспективным многие акватории, которые, как показали последующие работы, оказались действительно нефтегазоносными: залив Кука, Бассов пролив, Северное, Яванское, Ирландское, Средиземное и Тасманово моря, прибрежные части Атлантического и Тихого океанов.

Позднее стало вырисовываться более широкое распространение нефти и газа не только в пределах шельфа, но и в других структурных элементах морского дна. Некоторым подтверждением этому является обнаружение в скважине, пробуренной в центре Мексиканского залива, признаков нефти. К такому же выводу позднее пришли и другие исследователи (Левин, Хаин, 1971; Уикс, 1971).

Анализ выявленных нефтегазоносных акваторий позволяет сделать следующие выводы: 1) почти у всех нефтегазоносных территорий, вблизи которых проводилось поисковое бурение, обнаружены месторождения нефти и (или) газа; 2) иногда месторождения нефти и газа обнаружены и в тех частях акваторий, вблизи которых на суше нет месторождений; 3) распространение месторождений нефти и газа в акваториях не зависит от типа акватории: они встречаются под дном пресноводных (оз. Эри), солоноватоводных (Каспийское море) и типично морских бассейнов (Мексиканский и Персидский заливы, Атлантический океан и др.). Нет ограничений и по широтам: месторождения выявлены в бассейнах Атлантического, Тихого, Индийского и Северного Ледовитого океанов.

Необходимо отметить еще одну очень важную особенность нефтегазоносности акваторий, расположенных вблизи нефтегазоносных территорий. В нефтегазоносных областях, занимающих прибрежную часть суши и смежную часть акватории, масштабы нефтегазоносности последней, как правило, неизмеримо выше масштабов первой. Это выражается в первую

очередь в том, что почти все ловушки, распространенные в акваториях, оказываются заполненными нефтью или газом, в то время как ловушки, развитые в смежной части суши, нередко содержат воду или тяжелую нефть. Даже в тех нефтегазоносных провинциях, в прибрежных частях территории которых открыты крупные или гигантские месторождения, обильные запасы углеводородов, содержащиеся под дном акваторий, выше, чем в смежных частях территорий. Блестящим примером этому является Северо-Европейская впадина, в юго-восточном борту которой в пределах Нидерландов известны гигантское месторождение газа Слохтерен, а также другие газовые месторождения с суммарными запасами свыше 4 млрд. м<sup>3</sup>. И все же запасы газа в Северном море значительно выше, не говоря уже о том, что в его пределах обнаружены такие крупные месторождения нефти, каких нет во всей Западной Европе. Наиболее крупные и наиболее быстро по сравнению с сушей открыты месторождения газа и нефти в Ирландском, Средиземном (у берегов Испании), Красном (у берегов Саудовской Аравии) и Японском морях, заливах Кука (на Аляске) и Комодоро-Ривадавия (в Аргентине), Бассовом проливе, Индийском океане (вблизи берегов Северо-Западной Австралии и Южно-Африканской Республики), Атлантическом (у берегов Канады, Венесуэлы, Бразилии, Ганы, Народной Республики Конго, Республики Заир) и Тихом океане вблизи Новой Зеландии. Сейчас можно считать установленным, что плотность запасов нефти под водами Персидского залива значительно выше, чем на окружающей суше, хотя последняя характеризуеться исключительно широким развитием гигантских нефтяных месторождений. Даже в такой нефтегазоносной области, как Западно-Венесуэльская, наибольшая плотность запасов характерна для оз. Маракайбо: добывают нефть уже 40 лет, а разведанные запасы все растут.

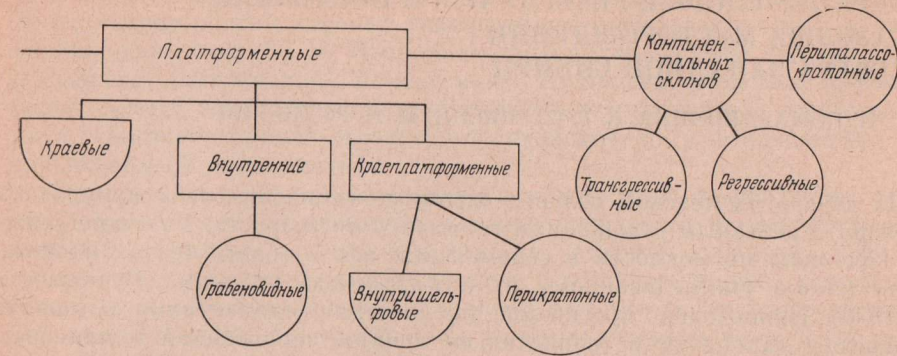
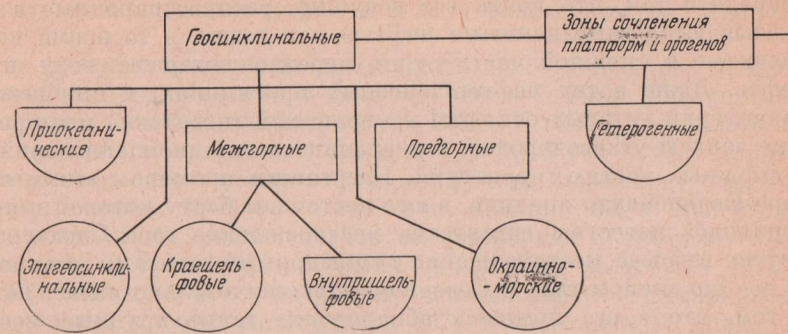
Именно этими особенностями распространения нефтяных и газовых месторождений в акваториях можно объяснить значительно большую эффективность их поисков, чем на смежных участках суши.

Эта особенность является частью общей закономерности распределения нефти и газа в пределах структурных впадин: обязательного их наличия в наиболее погруженных частях, что хорошо объясняется влиянием нисходящих тектонических движений на процессы образования нефти и газа (Вассоевич, 1967), аккумуляции их в залежи и сохранения залежей от разрушения. Наличие подобной связи позволяет считать, что перспективы нефтегазоносности акваторий не исчерпываются только впадинами, расположенными вблизи нефтегазоносных территорий.

Имеется еще значительное число тектонических элементов, которые встречаются только в пределах акваторий и которые надо считать весьма перспективными в нефтегазоносном отношении. Их соподчиненность показана на фигуре. Это в первую очередь впадины, расположенные у внешней окраины шельфа. Они отличаются от прибрежных впадин лишь более длительным и устойчивым погружением, которое, как отмечалось, весьма благоприятно влияет на нефтегазоносность.

С этих позиций перспективными в нефтегазоносном отношении представляются и другие морфоструктурные элементы морского дна: континентальный склон, континентальное подножие и внутриокеанические поднятия. Возможно нефтегазоносными являются и отдельные глубоководные желоба и рифтовые впадины, в которых накопились достаточно мощные толщи осадков.

Необходимо отметить, что результаты изучения прибрежных частей океанического дна свидетельствуют о весьма широком разнообразии



Общая классификация нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных впадин территорий и акваторий (составил М. К. Калинин, 1972)

различных структурных форм, развитых в пределах даже одного и того же морфоструктурного элемента морского дна. Так, например, впадины различного типа развиты вблизи берегов Африки, Атлантического и Индийского океанов, а также вдоль восточного побережья США, в районах Багамских островов и Карибского моря (Kraft а. о., 1971; Uchupi а. о., 1971). В западной части Атлантического океана к северо-востоку от Бразилии на глубине более 2000 м обнаружены рифовые известняки, что свидетельствует о погружении этого участка морского дна.

Результаты океанического бурения в различных водных бассейнах показывают, что погружение имело неравномерный характер: периоды резкого погружения сменялись периодами незначительного восходящего движения, причем в эти движения вовлекались как положительные, так и отрицательные структурные формы. Так, например, внешний край континентального поднятия, расположенного к востоку от Норфолка (восточное побережье США), очевидно, представлял собой к началу третичного периода крупное поднятие, но в позднечетвертичное время его погружение было более интенсивным, чем его внутреннего борта, вследствие чего в настоящее время указанное поднятие имеет наклон к океану.

В западной части Средиземного моря опускание охватывает области как крупных палеозойских поднятий (к западу от Сардинии), так и третичных и мезозойских впадин (Джонсон и др., 1971).

Типичным примером унаследованного прогибания является впадина Мексиканского залива, в восточной части которого подводное продолжение поднятия Юкатан, существовавшее еще в начале олигоцена, прослеживается и в современном рельефе дна и мощностях вышележащих осадков до плейстоцена включительно.

Обобщая всю накопленную к настоящему времени информацию о геологическом строении различных морфоструктурных элементов дна морей и океанов, можно сделать вывод, что в пределах погружающихся типов этих элементов, развитых как в краевых и внутренних морях, так и в окраинных частях океанов, почти всегда имеется достаточно мощная толща неметаморфизованных осадочных пород, способная генерировать нефть и газ и аккумулировать их в залежи. Помимо обычных структурных ловушек, в этих элементах должны быть широко развиты литологические и стратиграфические ловушки, а также ловушки, тектонически экранированные региональными нарушениями. При этом размеры

ловушек могут значительно превышать масштабы аналогичных ловушек, развитых на континентах и в шельфовых областях.

Таким образом, настоящий этап — этап широкого развития поисков нефти и газа в акваториях; он является самостоятельным этапом в развитии нефтегазовой геологии, так как позволяет установить новые типы месторождений, районы и регионы. Описываемый этап характеризуется разработкой новых методов выявления месторождений, районов и регионов. Общеизвестно, что в настоящее время разработан и широко применяется ряд геофизических методов изучения геологического строения дна акваторий: геолокация, гидромагнитная, гравиметрическая донная съемка, различные модификации морских сейсмических и электроразведочных методов и т. д. Комплекс методов непосредственного изучения геологического строения дна акваторий состоит из драгирования, подводных геологических съемок и морского бурения. Кроме того, значительная информация о геологическом строении дна может быть получена с помощью других различных методов: аэрофотосъемки, съемки спутниками, батиметрической и др.

Приведенные выше в весьма сжатом виде данные показывают, что настоящий этап развития нефтегазовой геологии обладает всеми теми особенностями, которые характеризуют самостоятельность этапа: установлена возможность развития новых типов нефтегазовых месторождений, районов и регионов, разработаны комплексы методов их выявления, имеющие хотя бы в первом приближении теоретическое обоснование.

#### Литература

- Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти.— Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.  
 Джонсон М. С., Клемме Х. Д., Риго Ф. А., Верчеллино Дж. Геологическое строение и нефтегазоносность Средиземного моря. VIII Мировой нефт. конгр. ДС-2. М., 1971.  
 Калинин М. К. Нефтегазоносность акваторий мира. М., «Недра», 1969.  
 Левин Л. Э., Хаин В. Е. Тектонические предпосылки и особенности нефтегазоаккумуляции в системе Мирового океана.— Изв. АН СССР, серия геол., 1971, № 3.  
 Уикс Л. Дж. Геологическое строение и ресурсы нефти и газа акваторий морей и океанов. VIII Мировой нефт. конгр. ДС-2. М., 1971.  
 Kraft J. C., Sheridan R. E., Maisana M. Time stratigraphic units and petroleum entrapment models in Baltimore Canyon Basin of Atlantic continental margin geosynclines.— Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists, 1971, 55, N 5.  
 Uchupi E., Milliman J. D., Luyendyk B. P., Bowin C. O., Emery K. O. Structure and origin of Southeastern Bahamas.— Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists, 1971, 55, N 5.

## ВЕРХНЕМЕЛОВЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ И ПОКРЫШКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Г. Н. КОМАРДИНКИНА, С. Г. САРКИСЯН, М. Я. РУДКЕВИЧ

На севере Тюменской области огромные скопления газа приурочены к алеврито-песчаным отложениям сеноманского возраста. Развитие северной половины незначительности в сеноманский век в общих чертах протекало по плану, унаследованному от апт-альбского времени (Рудкевич и др., 1970). Происходило прогибание дна бассейна седиментации, компенсировавшееся накоплением сравнительно мощной терригенной толщи осадков при одновременном сглаживании и выравнивании палеорельефа. Изопахиты сеноманских отложений обнаруживают сравнительно небольшие перепады мощностей, подчиненные скорее региональным изменениям: от 150—200 м в прибортовых участках Западно-Сибирской плиты до 300 м во внутренних впадинах. Увеличение мощности осадков отмечается и в северном направлении.

Проведенные детальные исследования сеноманских отложений (Саркисян, Комардинкина, 1971) выявили их более сложный генезис, чем предполагалось ранее. Отложения сеномана представляют собой многократное переслаивание пластов песчаных, алевритовых, реже глинистых пород с различным процентным содержанием перечисленных пород, их соотношением и приуроченностью в разрезе, обуславливая этим неоднородное строение разреза. По литолого-фациальным признакам на севере незначительности можно выделить три крупные зоны, каждая из которых характеризуется своими особенностями образования сеноманских осадков, а следовательно, определенным набором нефтегазоносных фаций. К их числу относятся Тазовская аллювиально-озерная зона, Надым-Пурская — прибрежно-дельтовая и Надымская — прибрежно-морская, охватывающая Надымскую впадину и северный склон Сургутского свода.

Начиная с турона и до конца маастрихта на всем обширном пространстве доминировали условия открытого морского бассейна. Несмотря на это, отчетливо проступает существование трех крупных вышеупомянутых зон, каждая из которых, помимо литолого-фациальных различий, характеризуется своими особенностями колебательных движений в процессе осадконакопления.

В разрезе позднемиоценовых отложений выделяются образования турона (кузнецовская свита), нерасчлененные верхний турон — коньяк-сантонские слои (нижеберезовский подгоризонт), кампанский ярус (верхнеберезовский подгоризонт), маастрихт-датские (?) слои (ганькинская свита).

С Тазовской зоной в туронский век связано развитие осадков глинисто-алевритовых и глинистых фаций мелкой части шельфа, формировавшихся за счет размыва монтмориллонитовой и гидрослюдистой кор выветривания пермо-триасовых грашвов и глинистых сланцев кембрия Сибирской платформы. Изопахиты туронских глин отражают незначительные изменения мощностей: от 30—40 м на сводах поднятий до 60 м в межкупольных понижениях.

Зона Надым-Пурского междуречья отличается от вышеописанной контрастным палеорельефом: изолинии равных мощностей кузнецовской свиты очерчивают все поднятия и депрессии, которые устанавливаются в современном структурном плане по юрским и нижнемеловым горизон-

там; палеоамплитуды некоторых положительных структур достигают 15—20 м; максимальный перепад палеоглубин от сводов поднятий к днищам впадин составляет 55 м. Изопахиты фиксируют крутые склоны складок и флексур, отражающие, по-видимому, глубинные разломы. Накопление более чистых гидрослюдисто-монтмориллонитовых глин с примесью хлорита, смешанослойных образований происходило в относительно более глубоководной части шельфа.

Контуры третьей, расположенной к западу зоны, по-видимому, контролируются Надымской впадиной, которая отличается исключительно мягким палеорельефом не только в эпоху накопления туронских глин, но и во все предшествующие эпохи мезозоя. Глинистые породы кузнецовской свиты здесь сложены монтмориллонитом с примесью гидрослюдистых минералов. Эта зона на протяжении всего туронского века была относительно глубоководной частью морского бассейна, в пределах которой прогибание, возможно, не полностью компенсировалось осадконакоплением.

По верхнетурон-коньяк-сантон-кампанской глинистой толще Тазовская зона имеет форму глубокого прогиба с осью, резко погруженной на север. Этот прогиб состоит из системы более мелких депрессий, очерчиваемых изопахитами 700—800 м, разделенных небольшими и сравнительно малоамплитудными поднятиями. Так, например, Тазовское поднятие имеет амплитуду 10—15 м, Заполярное — 25 м, Русское — 10—15 м. Многие структуры не получили полного отражения. В целом этот прогиб резко асимметричен, имея пологий восточный и очень крутой западный борты. В описываемой зоне в коньяк-сантонское время происходило накопление глинистых осадков, чистых и алевритовых, с прослоями кремнистых глин, с маломощными прослоями глинистых алевритов и опаловых силицитов. В составе глинистых минералов преобладает монтмориллонит. Его содержание в нижнеберезовском подгоризонте достигает 70—80%, второе место занимает гидрослюда, и в виде небольшой примеси отмечаются хлорит и смешанослойные образования.

В кампанском веке общее прогибание зоны усилилось и сопровождалось увеличением привноса песчано-алевритового материала с востока, а также исчезновением кремнистых пород.

Таким образом, Тазовская зона претерпела существенную перестройку тектонического режима в послетуронское время, которая выразилась в резкой активизации дифференцированных тектонических движений с преобладанием энергичного компенсированного погружения.

Надым-Шурская зона в описываемую эпоху имела характер относительно приподнятого блока, в котором отчетливо обособляются крупное Вангаур-Губкинское поднятие, а также Медвежий и Уренгойский валы. Общее колебание мощностей сравнительно невелико: от 350 м в днищах впадин до 150—200 м на вершинах поднятий.

Литологический состав отложений верхнего турона — коньяк-сантона и кампанского яруса в отличие от Тазовской зоны здесь одинаков. Накапливались чистые глины и слабоалевритистые, часто кремнистые, содержащие редкие маломощные прослои мелкозернистых глинистых алевритов. Состав глинистых минералов гидрослюдисто-монтмориллонитовый. Содержание монтмориллонита достигает иногда очень высоких значений.

Маастрихт-датские отложения отражают существенные изменения в характере тектонического режима и условий осадконакопления всей рассматриваемой территории. В восточной Тазовской зоне фиксируется рез-

кое замедление темпа опускания, которое, вероятно, в датском веке сменяется активным поднятием и частичным размывом осадков. В результате такого процесса происходит объединение мелких поднятий в более крупные (Тазовский мегавал) и, наоборот, уменьшаются размеры отдельных впадин. Тазовская зона, имевшая характер депрессии в кампанское время, приобретает форму широкой приподнятой структурной террасы, в пределах которой мощности всего горизонта ганькинской свиты варьируют в узком пределе: от 80 до 100—140 м. В составе осадков преобладают крупно- и мелкозернистые алевролиты с подчиненным количеством глинистых прослоев. Очевидно, Тазовская зона в маастрихт-датское время находилась в мелкой части шельфа регрессировавшего бассейна.

Надым-Пурская зона в описываемую эпоху переживала резкую активизацию дифференцированных тектонических движений, в результате которых в равной степени возросли амплитуды как поднятий, так и разделявших их депрессий. Мощность ганькинской свиты на вершинах поднятий составляет 150—180 м, в днищах впадин 240—260 м. Ганькинская свита описываемой зоны представлена глинами алевролитовыми и песчанистыми, с прослоями алевролитов, значение которых возрастает в верхней части разреза.

Активизация тектонического режима в маастрихт-датское время в области питания нашла отражение и в изменении минералогии накапливавшихся глинистых осадков. В их составе как в Тазовской, так и в Надым-Пурской зоне возрастает роль гидрослюд, хлорита и иногда смешанослойных образований, исчезает монтмориллонит. По-видимому, возросший перепад высот восточного и юго-восточного обрамления обусловил меньшую глубину процессов выветривания, которые не достигали монтмориллонитовой стадии, а заканчивались образованием главным образом гидрослюдистых минералов.

В заключение следует отметить следующее.

1. По всем горизонтам верхнего мела от сеномана до датского яруса достаточно отчетливо отражается структурно-фациальная зональность. Каждая из трех выделенных нами зон обладает своими особенностями колебательных движений и набором фациальных комплексов пород.

2. Тазовская и Надым-Пурская зоны в отличие от Надымской зоны характеризуются высокой подвижностью дна седиментационного бассейна, обусловившей контрастность палеорельефа на разных этапах формирования структур этого района. Область Надымской впадины отличается устойчивым недифференцированным опусканием, которое в отдельные отрезки времени, вероятно, не полностью компенсировалось осадконакоплением.

3. Границы между названными зонами сохраняют свое постоянство в течение очень длительного времени, что указывает на их связь с глубинными разломами.

4. Границы между Надым-Пурской и Тазовской зонами определяются Нижнепурским разломом, над которым развивается одноименный мегапрогиб. При этом два смежных блока — Тазовский и Надым-Пурский меняли знак движения по отношению друг к другу по крайней мере дважды в течение поздне меловой эпохи: в позднегурон-кампанское время опущенным являлся Тазовский блок, а в маастрихт-датское время, наоборот, Надым-Пурский.

5. Все структуры, с которыми связаны залежи газа, переживают многофазный длительный рост, ускорение которого приходится на начала

трансгрессии и регрессии, т. е. на этапы резкой смены доминирующего знака движения крупных блоков. Для Тазовского и Надым-Пурского блоков это время приходится на конец сеноманского и начало туронского века, с которым связано наступление обширной трансгрессии, и на маастрихт-датское время, когда происходили регрессия, общее поднятие и размыв осадков новой палеоценовой трансгрессией.

Проведенные исследования свидетельствуют о том, что фациальные критерии Тюменской газоносной области находятся в благоприятных сочетаниях с палеотектоническими показателями и зависят от последних.

6. Распределение ассоциаций глинистых минералов в разрезе верхнего мела и по площади позволяет выделить горизонты глинистых пород-покрышек, обладающих лучшими изолирующими свойствами. В Тазовской зоне к их числу относятся глинистые отложения кузнецовской свиты и нижеберезовского подгоризонта, хотя качество покрышки последнего улучшается в западном и северном направлениях.

В Надым-Пурской зоне высокими изолирующими свойствами обладают как глины кузнецовской свиты, так и весь березовский горизонт в целом.

Вполне удовлетворительной покрышкой здесь могут служить отложения ганькинской свиты.

Проведенные исследования имеют важное значение для выделения зон регионального нефтегазоаккумуляции путем совместного анализа палеотектонических и литолого-фациальных критериев.

## Литература

- Рудкевич М. Я., Бочкарев В. С., Максимов Е. М., Тимофеев А. А. Основные этапы истории геологического развития Западно-Сибирской плиты.— Труды Зап.-СибНИГНИ, 1970, вып. 28.
- Саркисян С. Г., Комардинкина Г. Н. Литолого-фациальные особенности сеноманских газоносных отложений севера Западно-Сибирской низменности. М., «Наука», 1971.
- Шумилова В. В. Терригенные комплексы мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности. Новосибирск, Изд-во Сиб. отд. АН СССР, 1963.

## ТЕКСТУРЫ ФЛИШЕВЫХ РИТМОВ (МНОГОСЛОЕВ) ПЕНАЙСКОЙ СВИТЫ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО КАВКАЗА

В. А. ГРОССГЕЙМ

Изучением текстур флишевых отложений занимаются давно, и к настоящему времени все они выявлены и описаны. Для некоторых из них (косая слоистость, гиероглифы), образовавшихся в условиях активной динамики среды седиментации, в ряде бассейнов была изучена ориентировка и созданы схемы донных течений (Crowell 1955; Ksiazkiewicz, 1960; Гроссгейм, 1963; Гроссгейм, Смирнов, 1971).

Генетический аспект изучения текстур освещен в монографиях Н. Б. Вассоевича (1948, 1951) и в других работах. Однако до последнего времени оставалось неясным, как распределяются текстуры по ритмам, по вертикали, по площади их распространения. Для решения этого

вопроса, которое могло бы пролить новый свет на проблему генезиса флиша, необходимо изучить несколько ритмов в пределах флишевого бассейна. Это не так просто осуществить, так как маркирующих ритмов во флишевых разрезах мало. Нам удалось собрать материал по двум ритмам кампанского флиша (пенайская свита) Северо-Западного Кавказа. Оба ритма отличаются значительными мощностями, что позволило уверенно выделять их в разрезах пенайской свиты на территории размерами около  $180 \times 60$  км. Условия обнаженности позволили изучить ритм, названный нами Авророй, в 37 пунктах и ритм Виргиния — в 30 пунктах. Первые элементы ритмов и Аврора и Виргиния обладают исключительным разнообразием характера текстур (гиероглифы, ровные, косо-, волнистослойчатые и пloyчатые текстуры), что делает их очень благоприятным объектом для исследования поведения текстур в пространстве.

А. И. Иванченко выделял в пенайской свите отдельные пласты и прослеживал их на значительные расстояния. Затем эту работу продолжил С. Л. Афанасьев. Мы воспользовались при наших исследованиях опытом С. Л. Афанасьева, А. И. Дьяконова, Ф. К. Байдова и др. В полевых работах, кроме автора статьи, принимали в разное время участие И. Л. Герашенко, О. В. Колобзаров, Г. Ф. Рожков, С. И. Романовский.

Что же показало изучение текстур Авроры и Виргинии? Рассмотрим оба ритма раздельно, так как они хотя и принадлежат одной и той же свите, но не повторяют друг друга, отличаясь рядом особенностей.

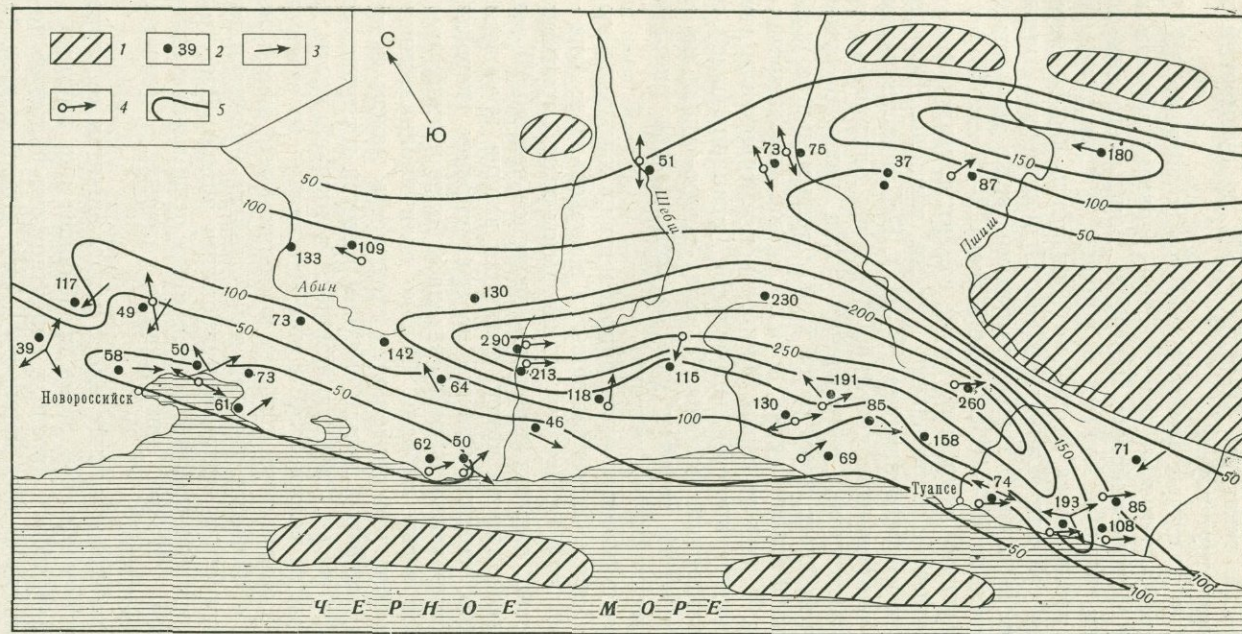
*Ритм Аврора.* По визуальным оценкам первый элемент ритма (I эр) начинается чаще всего с крупно- или грубозернистого песчаника, реже с гравелита и еще реже с конгломерата (р. Тушенс). В северо-западной части бассейна ритм начинается со среднезернистого песчаника. Вверх материал мельчает до алевроитового. Второй элемент ритма (II эр) начинается известняком, выше которого следуют мергели и глины.

В периферических частях бассейна II эр сложен мергелями и глинами. Третий элемент ритма (III эр) — известковистые глины — чаще всего полностью размыт перед отложением следующего ритма. Мощности I эр колеблются от 39 до 290 см, а II эр — от 2 до 200 см. Такая большая разница в мощностях II эр объясняется размывом его на разную глубину.

Самой первой из текстур формируются гиероглифы. Чаще всего это язычковые механоглифы, происхождение которых связано с донными течениями в начальный этап формирования флишевого многослоя (ритма). Язычки чаще всего плотно прилегают друг к другу, но по периферии бассейна они бывают редкими и плоскими. Величина языков 10—25 см в длину, 2—8 см в ширину и 0,5—4 см в глубину, хотя бывают и мельче и крупнее (по р. Пшаде до  $60 \times 15 \times 10$  см). Размеры гиероглифов достаточно отчетливо коррелируются с мощностями I эр (а следовательно, с частными прогибами флишевого трога) и менее ясно — с грубостью гиероглифита.

В ряде случаев нижняя поверхность ритмов гладкая или покрыта мелкими бугорками, редкими валиками (Новороссийский район).

Ориентировка гиероглифов почти по всей площади развития Авроры соответствует общекавказскому простиранию (фиг. 1). Лишь в Афином прогибе, где преобладают малорельефные гиероглифы редкого заполнения, а также на границе Лазаревского и Новороссийского прогибов (реки Вулан, Джубга) они ориентированы поперек или под углом к простиранию флишевого трога.



Фиг. 1. Первый элемент ритма Аврора

1 — предполагаемая суха; 2 — точки наблюдения, цифры — мощности I эр (в см); 3 — направление донных течений по замерам ориентировки наклонов серых косых слойков; 4 — направление донных течений по замерам ориентировки гироглифов; 5 — изопахиты, проведенные через 50 см

Для I эр Авроры характерны косо-, равно- и волнистослойчатые, а также плейчатые текстуры. Иногда (8,5% от суммарной мощности) видимые текстуры отсутствуют.

Косослойчатые текстуры развиты достаточно широко (8,1% от суммарной мощности), хотя и не повсеместно, главным образом в пределах Лазаревского и Новороссийского прогибов. Чаще всего они приурочены к средней части, реже к нижней и верхней частям ритма. Иногда по разрезу ритма наблюдается несколько горизонтов косослойчатых песчаников на разных уровнях (Сальная Щель, Прасковеевка, Горный). Косые слойки — грядового типа, с горизонтальными, реже волнистыми швами, вогнутые, мощностью 1,5—10 см, чаще всего 2—5 см. В двух случаях (реки Пшада, Тушепс) встречены косые слойки других типов — крупные (до 20 см), ровные, с небольшими углами наклона. Большим разнообразием отличаются углы наклона (6—36°). Наблюдается нечеткая зависимость их от направления течений. В случае отклонения течения от основного, юго-восточного, направления углы наклонов уменьшаются. Кроме того, для мощных серий более характерны меньшие углы наклона.

Ориентировка наклонов серий косых слойков укладывается в определенную систему. К югу от свода Семигорской антиклинали течение хотя и изменяло незначительно свое направление (меандрировало), но в целом перемещало терригенный материал с запад-северо-запада на восток-юго-восток. Севернее этого течения уже не наблюдается такой отчетливой ориентировки косослойчатых текстур.

На северо-западе течения были направлены на юго-запад, по р. Тхаб — на север, по р. Псебе — на северо-запад, а в верховьях р. Аше — на запад. Надо отметить, что пластовые диаграммы-розы ориентировок наклонов серий косых слойков строились не менее чем по 20 замерам, так что данные, нанесенные на карту, являются вполне представительными.

Судя по схеме, картина течений по ориентировке гьероглифов (первый момент формирования ритма) оказалась более четкой, чем по ориентировке наклонов косых слойков. Однако если проанализировать схему глубже, то окажется, что наибольшая сходимости между направлениями течений по гьероглифам и косым слойкам имеется в случае, если ориентировка наклонов косых слойков измерена в нижней части I эр, меньшая — по замерам из верхов I эр и еще меньшая — по замерам из середины I эр. Это в общем подтверждает и уточняет этот вывод, который мы делали ранее, — о четкости течений в начальный момент и потере этой четкости в последующие этапы формирования ритма (Гроссгейм, Короткова, 1961), что мы связывали с постепенным ослаблением энергии среды осадконакопления. Менее интенсивные течения приспособлялись к рельефу дна бассейна.

Наибольшее распространение имеет равнослойчатая текстура (52,8%), которая в Афинском прогибе резко преобладает над другими, а в Новороссийском и Лазаревском прогибах характеризует большую по мощности часть I эр, а иногда и всю мощность (Аше, Вулан и др.). Чаще всего эта текстура приурочена к нижней части I эр или к нижней и средней, значительно реже она характеризует верхи I эр. Она связана переходными формами как с косослойчатой, так и с волнистослойчатой текстурой и, по всей вероятности, отражает динамику среды, большую, чем при возникновении косослойчатых текстур (Вейхер, 1948). Интересно, что в центральной части бассейна равнослойчатая текстура распространена шире, чем в периферических частях.

Волнистослойчатые текстуры развиты меньше (22,2%). Они зафиксиро-

рованы в 26 из 37 изученных разрезов. Амплитуда обычно 2—5 см (от 0,5 до 10 см), а расстояние между гребнями волн 20—30 см (реже 10—12 и 50—60 см). Волнистая слоистость наиболее распространена в мощных разрезах. В периферических зонах ее роль уменьшается. Описываемая текстура более характерна для верхней части I эр, довольно часто приурочена и к середине, зато в самой его нижней части волнистая слоистость наблюдается как исключение.

Отсутствие видимой текстуры характеризует верхние части I эр, но в очень редких случаях (2%). Известное распространение имеют текстуры переходного типа — косоволнистые, волнисто-плойчатые и др. (до 5,5%).

Для Авроры плойчатые текстуры редки и отмечены лишь в 11 разрезах, большинство из которых расположено в западной части исследованной территории. Чаще эти текстуры приурочены к верхней части I эр, однако эта закономерность проявляется недостаточно четко. Создается впечатление, что плойчатость, а следовательно и частичное оползание еще недостаточно сформировавшегося осадка, носит локальный характер.

В целом же текстуры сочетаются как по разрезу ритма, так и по простиранию весьма сложно, иногда повторяясь несколько раз.

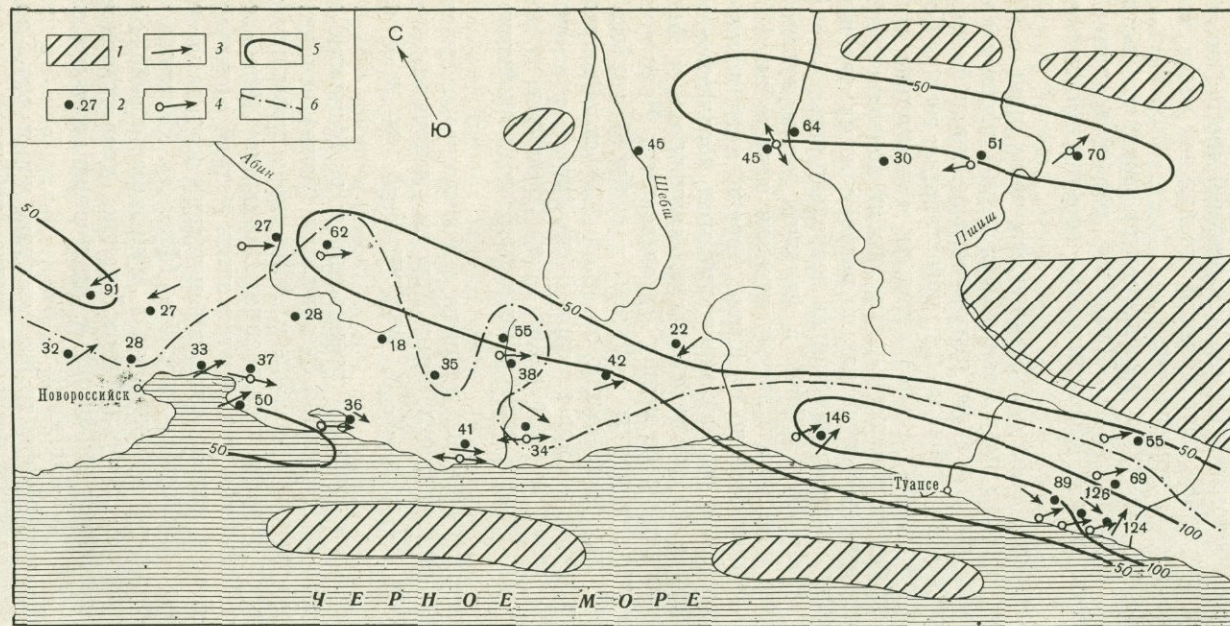
*Ритм Виргиния.* Этот ритм изучен в меньшем числе пунктов (30), чем Аврора. Он менее изменчив в литологическом отношении. По строению не отличается принципиально от ритма Аврора, хотя мощности его меньше и сложен он (низы ритма) менее грубыми породами — большей частью ритм начинается со среднезернистых песчаников, в Афипском прогибе и в промежуточной зоне между Лазаревским и Новороссийским прогибами (междуречье Нечесухо — Вулан) — с более грубых пород. Мощности I эр Виргинии изменяются от 18 до 126 см. Распределение мощностей I эр да и обоих ритмов в целом очень сходно (см. фиг. 1, 2). Как и у Авроры, во время формирования II эр Виргинии в центральной части бассейна отлагались известковые илы, по периферии — глинистые.

Нижняя поверхность Виргинии покрыта в большинстве пунктов наблюдения язычками, более мелкими, чем у Авроры (максимальные размеры язычков в длину 12—15 см, в ширину 6—8 см и в глубину 1—1,5 см).

В западной части исследованной территории и в Афипском прогибе на нижней поверхности наблюдаются бугорки или (реже) валики, местами рельеф отсутствует вовсе. В бассейне р. Абин гieroглифы представлены плоскими язычками редкого заполнения. Язычковые гieroглифы на нижней поверхности Виргинии отличаются очень четкой ориентировкой, указывающей на общность направления перемещения осадков по дну бассейна по простиранию флишевых прогибов (фиг. 2). Несколько менее упорядоченная ориентировка наблюдается в Афипском прогибе. Корреляция величины язычков с гieroглифитом вполне удовлетворительная. Намечается также отчетливая тенденция к увеличению размеров язычков по мере роста мощности I эр Виргинии.

Для I эр Виргинии характерны те же текстуры, что и для I эр Авроры, но роли их распределяются несколько иначе (таблица).

Хотя косослойчатые текстуры Виргинии известны в более узкой полосе, чем в Авроре, роль их в строении I эр чуть ли не вдвое больше (15,4% против 8,1%) и возрастает к югу. В Афипском прогибе косых прослоек не наблюдалось. Косые слои принадлежат к грядовому типу с ровными швами. Мощность серий от 2—3 до 7 см. Углы наклона сери



Фиг. 2. Первый элемент ритма Виргиния

Условные обозначения 1—5 те же, что и на фиг. 1; 6 — северная граница подводного оползня

косых слоев варьируют в широких пределах — от 5 до 36°. Отмечено, что при общекавказской ориентировки средние углы наклона косых слоев больше, чем при широтной. При аномальных ориентировках средние углы или очень велики (до 28° на Вулане при северо-западных ориентировках), или малы (15° в Мамедовой Щели). Связи между наклонами и мощностью серий не подмечено. Косослойчатые текстуры в Лазаревском прогибе приурочены к средней части I эр, а на западе они фиксируются в нижней, верхней и средней частях I эр. К югу от современного свода Семигорской антиклинали, судя по ориентировкам наклонов серий

Т а б л и ц а

Распространение текстур по ритмам (в % к суммарной мощности)

Ритм	Текстуры				Другие текстуры и отсутствие видимой текстуры
	ровнослойчатые	косослойчатые	волнистослойчатые	плочатые	
Аврора . .	52,8	8,4	22,2	8,4	8,5
Виргиния .	42,9	15,4	11,5	24,4	5,8

косых слоев, существовала единая система донных течений, состоявшая из субширотных и субкавказских (восток-юго-восток) участков протяженностью 30—45 км. Такое меандрирование отмечалось и для Авроры. Севернее свода Семигорской антиклинали наклоны серий косых слоев ориентированы в другом направлении — чаще всего с востока на запад.

Ровнослойчатые текстуры играют в сложении Виргинии значительную роль (42,9%), хотя в ряде разрезов (юг) они не встречаются. Ровнослойчатые текстуры приурочены чаще всего к нижней части I эр, очень редко характеризуют весь I эр (Аше, Кубза). На западе нередко ровнослойчатые текстуры фиксируются в верхней и нижней частях I эр.

В плане ровнослойчатые текстуры распространены закономерно: в центральной части бассейна они характеризуют большие мощности, чем в периферических частях (особенно в южной).

Волнистослойчатые текстуры в Виргинии развиты менее, чем в Авроре. Они широко распространены в Афишском прогибе и почти отсутствуют в Лазаревском. Некоторое распространение они имеют в западной части изученной территории. Эти текстуры более характерны для верхних частей I эр. Расстояние между гребнями волн 15—20 и 50—60 см при амплитуде 2—3 см, реже до 6 см.

Отсутствие видимой текстуры наблюдается редко — на юго-востоке и в некоторых северных разрезах. Плочатые текстуры играют большую роль (24,4%), они развиты почти исключительно на юге, где их мощности, как абсолютные, так и относительные, постепенно увеличиваются. Это очень интенсивно смятые в сложные складки, иногда с отчетливыми желобками подводно-оползневые текстуры.

Судя по единству ареала распространения, постоянству положения в разрезе I эр и соизмеримости мощностей, можно думать, что это был подводный оползень, возникший в результате тектонической подвижки морского дна, вызвавшей гравитационный и динамический эффект. Оползень переработал другие текстуры в плочатую массу. Скорее всего переработке подверглись волнистослойчатые текстуры, о чем говорит их при-

сутствие в верхах I эр. Кроме того, наблюдаются взаимные переходы одной текстуры в другую.

Таким образом, изложенный выше материал достаточно отчетливо показывает, что текстуры пластов обладают значительной изменчивостью как в пространстве, так и по вертикали. Условия отложения были далеко не однородными, что объясняется, вероятно, сложностью тектонического рельефа дна флишевого трога и дифференцированностью проявления тектонической активности в пространстве и во времени.

За время формирования I эр Авроры накоплено было около  $10 \text{ км}^3$  осадков, Виргинии —  $5 \text{ км}^3$ . Эта масса осадков размывалась, переносилась к береговой линии и распределялась по дну бассейна на расстояния в десятки и первые сотни километров. Для выполнения этой работы требовалась огромная энергия.

В текстурах зафиксирована качественная и в какой-то мере количественная характеристика импульсов агентов осадконакопления, которая с трудом поддается интерпретации. Ранее было показано (главным образом, на основании прослеживания по вертикали падения гранулометрического уровня), что энергия среды седиментации снижается в течение времени формирования I эр (Гроссгейм, Короткова, 1961). Тектурный анализ приводит к тому же выводу. Распределение первичных текстур по I эр идет снизу вверх в следующем порядке: гиероглифы — ровнослойчатые — косослойчатые — волнистослойчатые текстуры. В ряде случаев этот порядок нарушается. По нашему мнению, такая смена текстур свидетельствует о постепенном затухании энергии среды осадконакопления. Гиероглифы образуются одновременно с размывом подстилающего осадка в обстановке донных течений, имеющих четкую ориентировку, что возможно, если течение легко преодолевает или даже нивелирует тектонический рельеф дна, т. е. если оно обладает значительной энергией. Ровнослойчатые текстуры свидетельствуют о больших скоростях донных течений, чем при формировании косослойчатых текстур (см. выше), и, следовательно, о более высоком энергетическом уровне процесса осадконакопления. Донные течения, направление которых зафиксировано в косослойчатых текстурах, имеют менее четкую ориентировку, чем донные течения начального этапа (см. выше), что объясняется потерей энергии и особенностью течений приспосабливаться к неровностям дна. И, наконец, в еще менее активной среде возникают волнистослойчатые текстуры, связанные скорее всего с колебательными движениями среды.

Достаточно сложным является распределение текстур и по площади. Текстуры, обязанные своим возникновением донным течениям (гиероглифы, косые слойки), развиты полосами, соответствующими струям определенной интенсивности (см. фиг. 1, 2). Ровнослойчатые текстуры развиты в центральных частях бассейна шире, чем в периферических, а волнистослойчатые — распространены так же, но с менее отчетливо выраженной тенденцией. Все это связано с неодинаковым прогибанием дна, возможно, с неодинаковыми глубинами дна, т. е. с изменением размаха рельефа, определяющего экзогенную составляющую энергии процесса осадконакопления. В связи с этим следует обратиться к распределению мощностей I эр обоих ритмов. Следует подчеркнуть самое главное — распределение мощностей даже одного пласта (части ритма) в какой-то мере повторяет распределение мощностей осадков, отложившихся за век. Во всяком случае главнейшие из частных прогибов по изопакхам фиксируются весьма четко. Как отмечено выше, течения переносят материал из областей с меньшими мощностями в области мак-

симальных мощностей. Таким образом, неоднородность текстур по площади отражает дифференциацию флишевого трога на зоны с меньшим или большим темпом прогибания. Сравнение мощностей показывает, что прогибы занимают почти одинаковое положение. Зоны распространения тех или иных текстур также смещаются не много. В этом заключается сложность картины распространения текстур как по площади, так и по вертикали. Это служит также доказательством того, что распределение осадков по дну флишевых бассейнов не следует связывать с мутьевыми потоками. Оползневые текстуры (плойчатость) характеризуют верхние части I эр, т. е. оползни происходят после того, как осадок распределится по дну бассейна, и вовсе не являются агентом осадконакопления.

### Литература

- Вассоевич Н. Б. Флиш и методика его изучения. Л., Гостоптехиздат, 1948.  
Вассоевич Н. Б. Условия образования флиша. Л., Гостоптехиздат, 1951.  
Вейхер А. А. Предварительное сообщение о результатах наблюдений в речном русле.— Литол. сб. НИТО при ВНИГРИ, 1948, № 2.  
Гроссгейм В. А. К истории геологического развития территории северо-западного Кавказа в верхнемеловую эпоху.— Изв. высш. учебн. завед. Геол. и развед., 1961, № 10.  
Гроссгейм В. А. О характере течений во флишевых бассейнах.— Бюлл. МОИП, отд. геол., 1963, т. XXXVIII (I).  
Гроссгейм В. А., Короткова К. Ф. К вопросу о строении флишевых ритмов (многослоев).— Изв. высш. учебн. завед. Геол. и развед., 1961, № 2.  
Гроссгейм В. А., Смирнов Л. С. Значение карт донных течений для восстановления тектонического режима на примере мела и палеоцена Северо-Западного Кавказа.— Геотектоника, 1971, № 3.  
Crowell I. C. Directional-current structures from the Prealpine flysch, Switzerland.— Bull. Geol. Soc. America, 1955, N 66.  
Ksiazkiewicz M. Outline of the palaeogeography in the Polish flysch Carpathians.— Czerd. lat Inst. geol., 1960, t. XXX, Cz. II.

## МИНЕРАЛОГИЯ СРЕДНЕЮРСКИХ НЕФТЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

И. А. КОНОХОВ, Ю. А. ПРЯХИНА, И. А. НАЗАРОВИЧ, М. Ф. СЛИНЬКО

В последние годы в Восточном Предкавказье в ходе интенсивного бурения глубоких разведочных скважин во многих пунктах были вскрыты отложения средней юры, что позволило детально изучить их фациальный и минеральный состав. Отложения средней юры являются регионально нефтегазоносными на всем Предкавказье. Палеогеографические реконструкции фациальных условий, контролирующих размещение залежей нефти и газа в этих отложениях, имеют большое научное и практическое значение для выявления их перспективности. Данные изучения минерального состава среднеюрских пород можно использовать при решении вопросов корреляции этих палеонтологически слабо охарактеризованных отложений и выяснении местоположения источников сноса и др. (Вассоевич, 1958; Страхов, 1960).

Изучение минералогии рассматриваемых отложений велось по трем направлениям: 1) анализ аллотигенных минералов песчаных и алевритовых пород; 2) выявление комплекса аутигенных минералов обломочных и глинистых пород; 3) анализ минерального состава глин. Было проанализировано более 500 образцов пород керна из 40 скважин, вскрывших отложения средней юры в пределах Дагестанской и Калмыцкой АССР (Колюхов и др., 1968; Колюхов и др., 1969).

*Аллотигенные минералы.* Исследовались фракции пород размерами 0,2—0,1 и 0,1—0,01 мм. Породообразующие минералы представлены главным образом кварцем и полевым шпатом.

Кварц на 60—90% слагает обломочную часть исследуемых песчаных пород. Согласно методике, разработанной В. С. Князевым и Г. Г. Лемлейном (1951), были выделены следующие генетические типы кварца: 1) непрозрачный; 2) полупрозрачный; 3) прозрачный; 4) с пластинчатыми и изометрическими включениями; 5) с игольчатыми включениями; 6) регенерированный.

Изучение кварца, проведенное по методу С. А. Смирнова (1962 г.), позволило установить морфологические типы кварца: 1) кристаллический: а) дипирамидальный, б) короткопризматический; 2) корродированный: а) с шагреновой поверхностью, б) с глянцевой поверхностью. В терригенных породах аалена развит преимущественно полупрозрачный кварц (62—75%) с подчиненным количеством непрозрачных (10—27%) и прозрачных (0,5—10%) его разновидностей. Часто встречаются зерна кварца с включениями пирита изометрической формы.

Несколько иное соотношение типов кварца наблюдается у пород лежащей выше алеврито-песчаной толщи нижнего байоса. В них возрастает значение прозрачных типов кварца, составляя в среднем 40%, хотя полупрозрачные разновидности по-прежнему несколько преобладают (среднее содержание 60%); число непрозрачных разновидностей не превышает 1—5%; количество зерен с включениями колеблется от 1 до 50%, в среднем составляя около 30%. Среди включений наблюдаются зерна гематита и пирита, имеющие изометрическую форму. Местами кристаллами захвачены углефицированные растительные остатки. Почти все зерна (около 90%) имеют шагреновую матовую поверхность, у остальных поверхность глянцевая.

В отложениях верхнего байоса закономерно уменьшается количество полупрозрачного кварца (в среднем не превышает 40%), непрозрачный практически отсутствует; большое значение приобретает прозрачный кварц (в среднем возрастая до 60%). Наряду с широко распространенными в зернах изометрическими включениями, представленными пиритом и гематитом, реже углефицированными растительными остатками, изредка встречается кварц с игольчатыми включениями, ранее отсутствовавший. Регенерированный кварц фиксируется в единичных случаях.

Поверхность зерен кварца шагреновая, обычно матовая, но в отличие от пород вышележащих толщ здесь присутствует кварц с глянцевой поверхностью (до 25%). Появление зерен с шагреновой поверхностью, а также их помутнение С. А. Смирнов (1962 г.) связывает с действием на зерна метана, скопившегося в залежах, а также образовавшегося в локальных участках пластов при разложении растительных остатков. Приведенные нами исследования подтверждают это предположение.

Содержание полевых шпатов в алеврито-песчаных породах изменяется от 5 до 10%, изредка достигает 15—17%. Выделяются натриевые (альбит, олигоклаз, андезин) и калиевые (ортоклаз и микроклин) полевые

шпаты, зерна которых имеют преимущественно полуугловатую и полуокатанную форму. Чаще всего они характеризуются уплощенным и несколько удлинённым габитусом. Водяно-прозрачные зерна свежие. Нередко зерна несут на поверхности следы разложения вследствие развития процессов серитизации и карбонатизации, иногда завершающихся их замещением.

Отмечено присутствие обломков различных осадочных, метаморфических и вулканических пород, среди которых наиболее распространены обломки кварцитов и кремнистых сланцев. Эти обломки являются распространёнными пороодообразующими компонентами изучаемых терригенных пород.

Вышеописанный комплекс обломочных компонентов можно достоверно отнести к устойчивой ассоциации, так как здесь резко доминирующее значение имеет кварц; в небольшом количестве присутствуют калиевые и натриевые полевые шпаты, мусковит, биотит и кремнистые обломки. Эта ассоциация свидетельствует о том, что материнскими породами служили как осадочные, так и метаморфические породы.

Характерной особенностью в распределении минералов легкой фракции песчаников и алевролитов является их последовательная смена от нижних горизонтов среднеюрского разреза к верхним. В нижних слоях юры наряду с кварцем в легкой фракции пород содержится значительное количество полевых шпатов (до 10—15%) и обломков пород (до 25—35%). Выше по разрезу, в отложениях нижнего байоса, содержание в легкой фракции обломков пород несколько уменьшается (12—20%), количество же полевых шпатов остается примерно таким же; в отложениях верхнего байоса кварц в легкой фракции пород является основным, доминирующим минералом, составляя 88—98%. Таким образом, при переходе от нижних частей среднеюрского разреза к верхним фиксируется увеличение доли кварца в составе легкой фракции песчаных пород. Это свидетельствует о постепенном возрастании степени зрелости грубообломочных пород, что, видимо, связано с изменениями тектонического режима, происшедшими в Восточном Предкавказье и на Кавказе на рубеже средней и поздней юры.

Из аксессуарных минералов в аллотигенных породах постоянно присутствуют циркон, турмалин, рутил, брукит, биотит, мусковит. Спорадически появляются хлорит, ставролит, эпидот, гранат, сфен. Изученный набор минералов количественно и качественно по разрезу существенно не изменяется, и произвести корреляцию отложений по ним не представляется возможным.

Содержание циркона колеблется от единичных зерен до 40%. Морфология зерна весьма разнообразна. Выделяются зерна идиоморфные и окатанные. В первой группе преобладают минералы короткостолбчатой формы, изредка длиннопризматической с пирамидальным ограничением с одного конца, очень редко встречаются дипирамидальные кристаллы. Окатанные зерна встречаются чаще. Обычно зерна циркона бесцветные, но в небольшом количестве присутствуют розовые и редко бурые разновидности. В обеих группах встречаются цирконы с зональным строением.

Содержание турмалина изменяется от единичных зерен до 20%, среднее — 8%. Особенностью этого минерала является то, что наряду с зернами типичной призматической формы значительно распространены изометричные обломки. Среди призматических зерен присутствуют короткопризматические, призматические и столбчатые разновидности; они постоянно несут на себе следы окатанности, изредка встречаются зерна совершенно

окатанные, овальной формы. Зерна обычно имеют зеленый, бурый, синий и розовый цвет; наиболее часто встречается турмалин, окрашенный в коричневые и зеленовато-коричневые тона.

Количество рутила изменяется от 1 до 10%. Форма зерен различная: наблюдаются кристаллы столбчатых, короткопризматических и изометрических габитусов. Окраска однообразна: преобладают желтоокрашенные зерна с буроватым оттенком. Зерна всегда отличаются свежим видом и не содержат минеральных включений.

Гранат встречается лишь в виде единичных зерен. Форма их близка к изометрической; отмечаются разности угловатые и полуугловатые, очень редко хорошо окатанные. В большинстве случаев цвет кристаллов желтовато-бурый, редко они бесцветны или со слабым розовым оттенком.

Брукит встречается относительно часто в количестве 0,5—30% и присутствует во всех образцах. Обычно преобладают угловатые и полуугловатые формы. Окраска желтая до темно-бурой.

Сфен встречается в виде единичных зерен, имеющих полуугловатую и полуокатанную форму. В большинстве случаев зерна его бесцветные, водяно-прозрачные.

Эпидот присутствует в виде неправильно-изометричных, слабоокатанных зерен светло-зеленой окраски. Плеохроизм слабый: от бесцветного до зеленовато-желтого.

Ставролит фиксируется редко. Обычно встречаются обломки неправильного габитуса или имеющие отчетливо заметные осторребристый излом и неправильные очертания. Нередко минерал окрашен в лимонно-желтый цвет с характерным для него плеохроизмом.

Мусковит является наиболее характерным минералом изучаемых отложений. Встречается в виде бесцветных округлых или неправильной формы чешуек.

Биотит в основном составляет доли процента, представлен мелкими листочками бурой или зеленой окраски. Отмечается хлоритизация биотита на самых различных стадиях, вплоть до полного превращения биотита в хлорит.

*Аутигенные минералы* в отложениях средней юры имеют широкое распространение. По всему разрезу часто встречаются сидеритовые конкреционные стяжения. Толщина их в керне колеблется от нескольких сантиметров до 0,5—1 м. Они образованы тонкозернистым минералом (сидероплезитом), имеющим коричневую или темно-серую окраску, обогащенным в той или иной степени пелитовым и алевроитовым материалом. Кальцитовые и анкерито-кальцитовые конкреции отмечены только в глинах верхнего байоса.

Пирит — широко распространенный минерал в юрских отложениях. Формы нахождения пирита различны. В песчаных породах пирит встречается в составе цемента. В глинах и аргиллитах, обогащенных растительным детритом, наблюдаются как тонкорассеянный микрокристаллический пирит, так и зернистые агрегаты пирита с глобулами размером 0,02—0,05 мм.

Лентохлорит образует хорошо оформленные оолиты овальной, иногда вытянутой формы, размерами 0,2—0,5 мм, с довольно четко выраженными концентриями вокруг мелких зернышек кварца или обломков кремнистых сланцев. Эти образования характерны в основном для пород нижнего байоса. Лентохлорит встречается в цементе песчаных и алевроитовых пород.

Анаказ широко распространен в байосских породах, представлен хо-

рошо ограненными кристаллами таблитчатого облика, размерами 0,04—0,08 мм. Окрашен в оранжевые и светло-желтые тона с ясно выраженным плеохроизмом.

Лейкоксен чаще всего присутствует в виде обломочных зерен, но встречается и аутигенный. Последний наблюдается в виде цемента в песчаниках, где он образует пленки вокруг зерен ильменита, анатаза, а также вокруг обломочных зерен кварца и полевого шпата. Но, как правило, аутигенные образования лейкоксена очень редки.

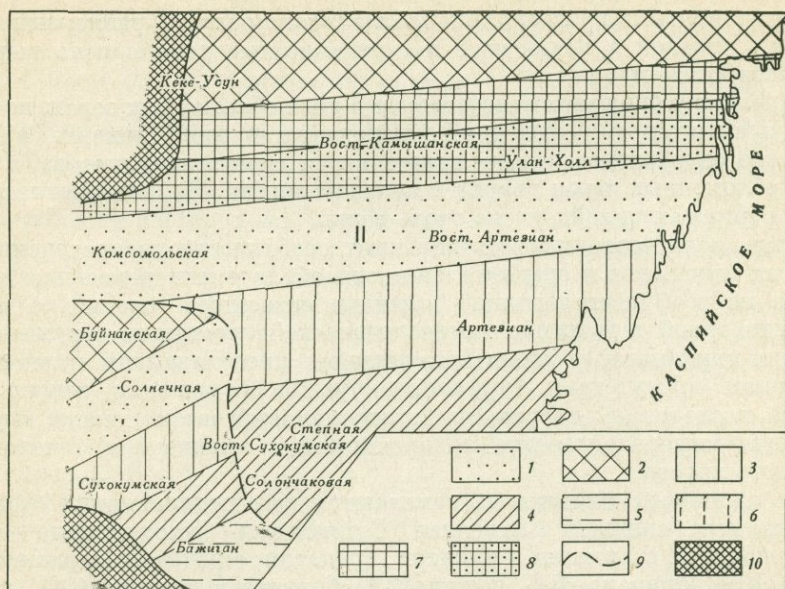
Состав, количественные соотношения, особенности распределения терригенных минералов и сравнительное однообразие минералогических комплексов по всей исследованной площади позволяют говорить о распространении одной терригенно-минералогической провинции (брукит-рутил-турмалин-цирконовой), характеризующейся преобладанием циркона при постоянном присутствии турмалина, рутила, брукита и слюд. Кроме того, на исследуемой территории представляется возможность выделить терригенно-минералогические подпровинции в отложениях ааленского и байосского ярусов.

Для ааленских отложений намечаются две подпровинции (фиг. 1): юго-западная (площади Солнечная, Буйнакская, Сухокумская) — турмалин-цирконовая с рутилом, брукитом, гранатом (среднее содержание турмалина 10%, циркона 35%, рутила 2%, брукита и граната 10%, лейкоксена 52%) и северная (площади Солончаковая, Степная, Восточно-Камышанская, Ермолинская, Улан-Холл, Артезиан) — турмалин-слюдисто-цирконовая с рутилом и брукитом (турмалина 5%, слюд 9%, циркона 21%, рутила 3%, брукита 1%, лейкоксена 61%).

Для байосских отложений намечаются три подпровинции (фиг. 2): западная (площади Солнечная, Буйнакская, Южно-Сухокумская, Комсомольская) — рутил-брукит-турмалин-цирконовая со ставролитом (рутила 6%, брукита 7%, турмалина 15%, циркона 28%, ставролита 10%, лейкоксена 43%), южная (площади Октябрьская, Восточно-Сухокумская, Равнинная) — брукит-рутил-турмалин-цирконовая с гранатом и ставролитом (брукита 2%, рутила 5%, турмалина 14%, циркона 34%, граната и ставролита 1%, лейкоксена 43%), северная и северо-восточная (площади Солончаковая, Степная, Имчикская, Можарская, Надеждинская и др.) — брукит-рутил-слюдисто-турмалин-цирконовая с гранатом и ставролитом (брукита 2%, рутила 4%, слюд 6%, турмалина 10%, циркона 24%, граната и ставролита 1%).

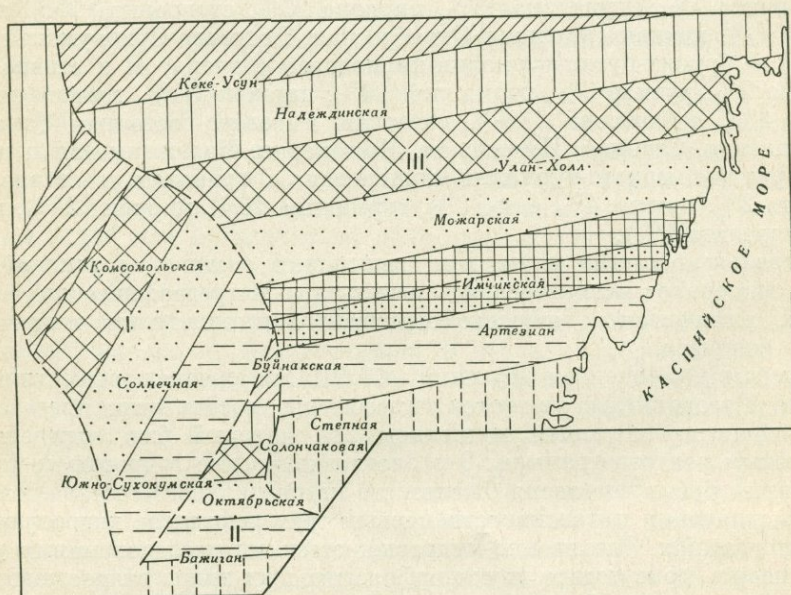
*Минеральный состав глин.* Для выяснения состава ассоциаций глинистых минералов использовались результаты петрографического, термического, химического, дифрактометрического и электронно-микроскопического анализов.

Основным компонентом фракций  $<0,001$  мм среднеюрских глин Восточного Предкавказья являются гидрослюды, повсеместно представленные высокотемпературным политипом 2М, который был определен по порошковым рентгенограммам. Это диоктаэдрические гидрослюды (гидромусковиты) преимущественно железисто-магнезильного состава, что следует из сравнения интенсивности первых трех рефлексов гидрослюды на дифрактограммах. Электронно-микроскопическими исследованиями удается установить присутствие двух морфологических типов гидрослюды: изометрично-пластинчатой и удлиненно-пластинчатой. Первая из них является повсеместно распространенной, тогда как удлиненно-пластинчатая гидрослюда встречается в редких случаях, главным образом в цементах песчаников и алевролитов уже достаточно погруженных пород. Это ново-



Фиг. 1. Распределение аксессуарных минералов в породах ааленского яруса ( $J_{2a}$ )

1 — циркон; 2 — турмалин; 3 — рутил; 4 — брукит; 5 — гранат; 6 — ставролит; 7 — биотит; 8 — мусковит; 9 — границы терригенно-минералогических подпровинций; 10 — области отсутствия отложений. Подпровинции: I — юго-западная турмалин-цирконовая с рутилом, брукитом, гранатом; II — северная турмалин-слюдисто-цирконовая с рутилом и брукитом



Фиг. 2. Распределение аксессуарных минералов в породах байосского яруса ( $J_{2bj}$ )

Условные обозначения см. фиг. 1

Подпровинции: I — западная рутил-брукит-турмалин-цирконовая со ставролитом; II — южная брукит-рутил-турмалин-цирконовая с гранатом и ставролитом; III — северная и северо-восточная брукит-рутил-слюдисто-турмалин-цирконовая с гранатом и ставролитом

образованная гидрослюда, которая принадлежит, по-видимому, к политипной модификации 1М. В поляризационном микроскопе можно видеть удлиненные, тончешуйчатые, окрашенные в слабо-зеленоватые тона агрегаты гидрослюды, развивающиеся по каолиновому цементу и часто оконтуривающие обломочные зерна. На электронных микрофотографиях это сильно вытянутые пластинки с четкими контурами и равномерной плотностью. Удлиненно-пластинчатые гидрослюды, по Д. Д. Котельникову (1962), могут иметь как диагенетическое, так и постдиагенетическое происхождение. Диагенетические гидрослюды этого типа возникают в нормально-морских условиях при раскристаллизации алюмосиликатных гелей в среде со значительным содержанием  $K_2O$ , причем, чем больше последнего, тем более крупные агрегаты характерны для гидрослюды. Однако наиболее распространены удлиненно-пластинчатые гидрослюды постдиагенетического происхождения. В юрских отложениях Восточного Предкавказья удлиненно-пластинчатые гидрослюды связаны главным образом с постдиагенетическими преобразованиями цементов песчано-алевритовых пород.

Изометрично-пластинчатые гидрослюды распространены повсеместно. На электронных снимках можно видеть мелкие, неправильной, близкой к изометричной, формы пластинки гидрослюды, для которых характерны четкие очертания и равномерная плотность. При приближении к краевым зонам бассейна осадконакопления юрских отложений можно наблюдать постепенное увеличение размеров частиц гидрослюды, приобретение ими все более неправильных очертаний. Это свидетельствует о переотложенном характере большей части гидрослюды в юрских отложениях Восточного Предкавказья.

Диоктаэдрические гидрослюды, по В. П. Петрову (1963), являются промежуточным образованием в ряду изменения мусковита до каолинита в зоне гипергенеза. Поэтому естественным оказывается совместное нахождение гидрослюды и каолинита, который является конечным продуктом гипергенного изменения. В то же время обращает на себя внимание отсутствие в юрских отложениях деградированной гидрослюды. Это, по-видимому, связано с близким расположением областей питания, благодаря которому гидрослюда не успевала подвергнуться значительному выщелачиванию в процессе транспортировки и выпадения в осадок.

Каолинит устанавливается по наличию на дифрактограммах серии интенсивных базальных рефлексов, кратных  $7\text{Å}$  ( $d_{001} = 7,09-7,15$ ;  $d_{002} = 3,54-3,56 \text{ Å}$ ). Это распространенный в юрских отложениях Восточного Предкавказья минерал. В глинистых породах он представлен мелкими кристаллами с плохо сохранившимися гранями, что говорит о его обломочном происхождении. В составе цемента песчано-алевритовых пород фиксируются крупные (до  $0,005-0,01 \text{ мм}$ ), хорошо ограненные, псевдогексагональной формы кристаллы каолинита, которые отчетливо видны в поляризационном микроскопе. Каолинит такого типа наиболее характерен для глубоко захороненных песчанико-алевритовых горизонтов. Последнее говорит, по-видимому, об аутигенном происхождении каолинита в составе цемента многих песчаников и алевритов, причем образование его могло происходить как на стадии диагенеза, так и в процессе постдиагенетических преобразований этих пород. Мелкокристаллический каолинит, входящий во фракцию  $<0,001 \text{ мм}$ , полностью дегидратируется после нагревания до  $600^\circ \text{C}$  в течение 1 часа.

Интересно, что для отложений, претерпевших незначительную степень катагенетического преобразования, характерен слабоупорядоченный

каолинит. Последний выявляется по пониженным значениям рефлексов каолинита на дифрактометрических кривых, не превышающих в неглубоко захороненных породах значений 7,07—7,1 Å. С дальнейшим погружением юрских пород связано увеличение упорядоченности каолинита.

Хлориты в юрских отложениях Восточного Предкавказья представлены главным образом своей магнезиально-железистой разностью. В поляризационном микроскопе видны мелкие (до 0,03—0,08 мм) зерна хлоритов, окрашенные в зеленые тона и имеющие показатель преломления 1,626—1,623. На дифрактограммах хлорит фиксируется по наличию серии базальных рефлексов, кратных 14 Å ( $d_{001}$  — 13,9—14,2;  $d_{002}$  — 7,07—7,1;  $d_{003}$  — 4,69—4,71 Å). При прокаливании до 600° С четные рефлексы хлорита усиливаются, тогда как четные ослабевают. Это подтверждает магнезиально-железистую природу хлоритов.

Хлориты в среднеюрских породах из южных разрезов описываемого региона (Равнинный Дагестан), по-видимому, образовались за счет разложения вулканогенного материала, сносимого сюда из центральных районов современной Терско-Кумской впадины. О наличии аутигенного хлорита говорит также присутствие в породах байосского яруса неупорядоченных смешанослойных образований хлорит-монтмориллонитового состава.

Неупорядоченные смешанослойные образования состава гидрослюда — монтмориллонит имеют почти повсеместное распространение в среднеюрских отложениях Восточного Предкавказья. Эти образования выявляются по наличию на дифрактограммах рефлексов со значениями 10,8—12,6 Å или же по характерной асимметрии пика первого рефлекса гидрослюда, когда склон его в сторону малых углов является пологим, а в сторону больших — более крутым. При насыщении этиленгликолем исходных воздушно-сухих ориентированных препаратов асимметрия пиков первого отражения гидрослюда исчезает, в случае же большего содержания во фракции < 0,001 мм смешанослойных образований состава гидрослюда — монтмориллонит в области малых углов появляются рефлексы со значениями 15,0—16,5 Å. Используя кривую Ч. Е. Уивера (1969), выделенную им для случая неупорядоченного чередования 10,0 и 15,4 Å-пакетов, можно определить в составе смешанослойного образования число разбухающих и неразбухающих пакетов. Оказывается, что в среднеюрских отложениях Восточного Предкавказья встречаются неупорядоченные смешанослойные минералы с самым различным соотношением в них разбухающих и неразбухающих компонентов, а именно: содержание разбухающих монтмориллонитовых слоев колеблется от 10—20 до 50—60%. Эффект разбухания нельзя в данном случае связывать с наличием деградированной гидрослюда, так как химическим анализом повсеместно фиксируется высокое содержание во фракции < 0,001 мм  $K_2O$ , достигающее 3,5—4,5 и даже 6%. На электронных микрофотографиях смешанослойный компонент представлен, видимо, частицами расплывчатой формы и неравномерной плотности (частицы облачного вида).

Другим типом неупорядоченных смешанослойных образований, фиксируемых во фракции < 0,001 мм, являются хлорит-монтмориллонитовые смешанослойные минералы. Наличие образований такого состава выявляется при насыщении этиленгликолем и прогреве до 600° С. В первом случае достигается смещение первого рефлекса хлорита в сторону больших углов до значений 15—16 Å, во втором — появление асимметрии первого отражения хлорита.

Согласно Г. В. Карповой (1967), этот тип смешанослойных образова-

ний распространен в цементе субгравакковых пород приплатформенных областей с достаточно длительной стадией диагенеза, находящихся и ныне на стадии начального катагенеза. В нашем случае смешанослойные образования хлорит-монтмориллонитового состава распространены главным образом в глинистых породах и цементе песчано-алевритовых пород кварцевого и существенно кварцевого состава.

В северных районах Восточного Предкавказья в составе фракции  $<0,001$  мм фиксируется монтмориллонит. На дифрактограммах он фиксируется по появлению после насыщения этиленгликолем рефлекса  $16,5-16,8$  Å. После обработки 1%-ным раствором КОН с кипячением в течение 10 минут рефлекс пропадает, при повторном же насыщении этиленгликолем этого образца появляется рефлекс при  $15-16,0$  Å. Согласно Ч. Е. Уиверу, последнее говорит о туфогенной природе разбухающего компонента. Данные химического анализа свидетельствуют о наличии в среднеюрских отложениях Са — разновидности монтмориллонитов. На электронных снимках монтмориллонит фиксируется в виде мелких полупрозрачных агрегатов неправильной формы и расплывчатых очертаний.

В северных районах встречается также галлузит. Он обнаруживается на электронных микрофотографиях в виде редких продолговатых трубочек.

Картины распределения ассоциаций глинистых минералов в Восточном Предкавказье по различным горизонтам среднеюрского разреза нельзя назвать идентичными, хотя все они имеют достаточно много общих черт. Минералогический состав глин ааленского возраста достаточно однообразен. На большей части изученной территории это ассоциация, состоящая из неупорядоченных смешанослойных образований состава гидрослюда — монтмориллонит с различным содержанием монтмориллонитовых пакетов, каолинита и хлорита. Наиболее высокое содержание разбухающего компонента отмечается в районе Промысловской площади Калмыкии (40—50%) в составе смешанослойного образования. Отсюда наблюдается постепенное уменьшение числа разбухающих слоев в смешанослойных минералах. Наиболее закономерно эта тенденция проявляется в направлении на юг и юго-запад, где содержание монтмориллонитовых пакетов в составе смешанослойных образований падает до 10—20%. Практически и в этом случае мы имеем уже чистые разности гидрослюда и некоторое количество ее с небольшим содержанием монтмориллонитовых пакетов, т. е. здесь мы можем выделить ассоциацию другого состава, в которой основная роль принадлежит гидрослуде и каолиниту, а в качестве примеси присутствуют смешанослойные образования и хлорит. Конечно, нельзя утверждать, что в составе описанной выше ассоциации, где количество разбухающих пакетов превышает 20%, нет чистой гидрослюда. Однако изменение значения рефлекса  $10,0$  Å до  $9,89$  Å после насыщения образца этиленгликолем говорит о том, что во фракции  $<0,001$  мм большинство кристаллов слюдистого состава содержит также монтмориллонитовые пакеты, т. е. является смешанослойными образованиями.

Помимо изменения состава смешанослойных образований, можно наблюдать исчезновение хлорита из состава ассоциации и появление в ней монтмориллонита. Отсутствие хлоритового компонента отмечается в ааленских аргиллитах крайних западных разрезах Калмыкии (площади Шарыи-Гол, Ики-Бурульская). Содержание разбухающего компонента в смешанослойных образованиях не превышает 10—20% от числа разбухающих и неразбухающих слоев, поэтому здесь можно выделить гидро-

слюдисто-каолинитовую ассоциацию, так как интенсивность рефлексов каолинита обычно более чем в 2 раза превышает интенсивность рефлексов гидрослюда. Распределение ассоциаций глинистых минералов в раннебайосское время близко к таковому в ааленское время. Гидрослюдистая ассоциация с каолинитом, хлоритом и небольшим количеством смешанослойных наблюдается в разрезах южных районов Восточного Предкавказья. К северу постепенно увеличивается роль смешанослойных образований, а в составе последних увеличивается количество монтмориллонитовых пакетов. На западе Калмыкии (Шарын-Гол) по-прежнему в ассоциации отсутствуют хлориты. Однако зона распространения гидрослюдисто-каолинитовой ассоциации без хлорита и с небольшими содержаниями смешанослойных минералов становится значительной уже по сравнению с таковой в ааленское время.

В отложениях верхнего байоса выделяются нижняя аргиллитовая, песчанико-алевролитовая и верхняя аргиллитовая толщи.

Нижняя аргиллитовая толща верхнего байоса по составу глинистых минералов отчетливо распадается на две пачки: нижнюю и верхнюю. Картина распределения ассоциаций глинистых минералов в нижней пачке очень сходна с описанной для нижнебайосских отложений. Интересно, однако, отметить, что в отложениях описываемого времени смешанослойные образования с большим содержанием монтмориллонитовых пакетов (до 50% и более) появляются теперь не только в северо-восточных разрезах Калмыкии, но и в северо-западных (Яшкуль, Ики-Бурул). Причем в последних можно предполагать наличие небольших количеств монтмориллонита. В разрезах Степного Дагестана распространена хлорит-каолинит-гидрослюдистая ассоциация с ничтожным содержанием смешанослойных образований.

Совершенно иная картина наблюдается в отложениях верхней пачки аргиллитовой толщи верхнего байоса. В отложениях этого возраста отсутствуют монтмориллониты. Как в Калмыкии, так и в Степном Дагестане распространена каолинит-гидрослюдистая ассоциация с хлоритом и смешанослойными минералами гидрослюдисто-монтмориллонитового и хлорит-монтмориллонитового состава в качестве примеси. Лишь на западе и северо-западе описываемого региона в то время продолжали отлагаться глины с высоким содержанием смешанослойных образований, в составе которых количество монтмориллонитовых пакетов превышало 30–50%.

В отложениях песчанико-алевролитовой толщи верхнего байоса получает распространение новая для юрских отложений Восточного Предкавказья ассоциация глинистых минералов. В ней большая роль принадлежит неупорядоченным смешанослойным образованиям хлорит-монтмориллонитового состава. Вообще содержание хлоритового компонента во фракции  $< 0,001$  мм остается аномально высоким по всему Восточному Предкавказью. Как уже указывалось выше, после прокаливания исходных препаратов аргиллитов из описываемой толщи обнаруживается распадение первого рефлекса хлорита при 14,3 Å. Вместо него в области малых углов на дифрактограммах прокаленных образцов присутствует ряд рефлексов со значениями, промежуточными между 14,3 и 10,0 Å. Содержание монтмориллонитовых пакетов в составе этого смешанослойного образования не остается постоянным. Оно увеличивается к северо-восточным разрезам Калмыкии. Кроме указанных образований, в состав ассоциации постоянно входят смешанослойные минералы состава гидрослюда — монтмориллонит и каолинит, которые широко распространены по всей терри-

тории Восточного Предкавказья. Практически в отложениях данного возраста отсутствуют чистые разности гидрослюд. Содержание монтмориллонитовых пакетов в составе смешанослойных образований достаточно высоко.

Верхняя аргиллитовая толща верхнего байоса содержит ту же ассоциацию, что и отложения подстилающей ее песчанико-алевролитовой толщи. Однако в составе этой ассоциации ведущая роль принадлежит уже смешанослойным образованиям гидрослюдисто-монтмориллонитового состава. Хлорит-монтмориллонитовые смешанослойные минералы присутствуют повсеместно, однако в незначительном количестве. Как и по другим горизонтам средней юры, здесь наблюдается увеличение числа монтмориллонитовых пакетов в составе смешанослойных минералов — от 10—20% в южных разрезах (Степной Дагестан) до 30—40% в разрезах Калмыкии.

*Области питания среднеюрского седиментационного бассейна.* Накопление осадков в ааленское время в пределах Степного Дагестана происходило в условиях континентальной равнины со значительно расчлененным рельефом водосбора, а в северной части, на территории Калмыкии, формировались преимущественно морские отложения. Основными источниками обломочного материала в то время служили многочисленные внутренние поднятия верхнепалеозойского метаморфического сланцевого складчатого основания и вулканогенно-осадочных пород верхнепермского, триасового и нижнеюрского возраста, расположенные в центральных районах современной Терско-Кумской впадины. Об этом свидетельствуют обилие обломков эффузивных пород в составе легкой фракции, характер зерен кварца, а также присутствие в составе глинистых минералов неупорядоченных смешанослойных образований хлорит-монтмориллонитового состава.

В байосское время на территории Калмыкии и Дагестана формировались морские отложения и внутренние поднятия уже не играли существенной роли в качестве поставщика обломочного материала в юрский седиментационный бассейн. По мнению большинства исследователей (Конюхов, 1959; Гроссгейм, 1964; и др.), основной источник сноса терригенного материала в среднеюрскую эпоху располагался на севере, где привнос материала осуществлялся с Русской платформы. Обилие устойчивых минералов — циркона, рутила, турмалина, граната, дистена, слюды, титансодержащих, в особенности лейкоксена, высокое содержание кварца, присутствие метаморфического минерала ставролита, преобладание гидрослюд — все это является свидетельством осадочно-метаморфического характера пород, слагающих северную сушу. С запада и юго-запада седиментационный бассейн ограничивали Ставропольское сводовое поднятие и частично Прикумское поднятие.

На востоке поставщиком обломочного материала являлась, по-видимому, «Среднекаспийская суша», выделяемая многими исследователями (Конюхов, 1959; и др.).

Среднеюрский морской бассейн Восточного Предкавказья был частично разобщен с геосинклинальным морским бассейном Большого Кавказа и имел связь лишь через проливы, располагавшиеся к юго-востоку от изучаемой территории.

Большинство осадочных образований, слагающих область сноса, вероятно, подвергалось неоднократному переотложению, о чем свидетельствуют малое содержание тяжелой фракции (десятые доли процента), представленной группой весьма устойчивых минералов, совместное присутствие как окатанных, так и угловатых зерен циркона, рутила, турмалина

и других минералов, а также наличие значительно выветрелых полевых шпатов.

Существенную роль в преобразовании глин играли процессы катагеза, степень проявления которых была не везде одинакова, поскольку одни и те же горизонты среднеюрских отложений залегают в районах Восточного Предкавказья на разных глубинах: 800—1000 м на севере (Калмыкия), 3700—4100 м на юге (Степной Дагестан).

### Литература

- Вассоевич Н. Б.* Крупнообломочные породы. Справочное руководство по петрографии осадочных пород, т. 2. Л., Гостогтехиздат, 1958.
- Гроссгейм В. А.* История терригенных минералов в мезозое и кайнозое Северного Кавказа и Предкавказья.— Труды ВНИГРИ, 1961, вып. 180.
- Карпова Г. В.* Глинистые минералы и постседиментационные изменения каменноугольных терригенных отложений Большого Донбасса. Автореф. докт. дисс. М., 1967.
- Князев В. С., Леммлейн Г. Г.* Опыт изучения обломочного кварца.— Изв. АН СССР, серия геол., 1951, № 4.
- Копюзов И. А.* Литология мезозойских отложений Восточного Предкавказья в связи с их нефтегазоносностью.— Труды Компл. южн. геол. эксп. АН СССР, 1959, вып. 3.
- Копюзов И. А., Назаревич Б. П., Ирягина Ю. А.* Условия осадконакопления юрской терригенной формации Восточного Предкавказья и закономерности распределения в ней пород-коллекторов. МГУ, IV научная отчетная конф. геол. фак., 1969.
- Копюзов И. А., Рязанова Н. И.* Юрские глины Равнинного Дагестана и сопредельных районов Восточного Предкавказья.— Бюлл. МОИП, отд. геол., 1968, № 2.
- Котельников Д. Д.* О связи морфологических особенностей глинистых минералов с условиями их образования в осадочных породах.— Докл. АН СССР, 1962, 148, № 4.
- Петров В. П.* Геологическое значение изменчивости и устойчивости глинистых минералов.— В кн. «Геохимия, минералогия и петрография глинистых образований». М., Изд-во АН СССР, 1963.
- Страхов Н. М.* Основы теории литогенеза, т. 1, 2. М., Изд-во АН СССР, 1960.
- Уивер Ч. Е.* Петрология глинистых отложений.— В сб. «Вопросы минералогии глин». М., ИЛ, 1962.
- Шабазова Е. А.* Диагенетическое замещение монтмориллонита гидрослюдай в глинах среднего карбона Саратовского Поволжья.— В сб. «Исследование и использование глин». Львов, 1958.

## СООТНОШЕНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И ИХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

И. Т. КОЗЕЛЬСКИЙ, А. К. МАТВЕЕВ

Одной из ведущих задач угольной геологии и геофизики является установление геофизических признаков углей различной степени углефикации, а также вмещающих их пород, преобразованных под влиянием вторичных процессов. Рассмотрим влияние вещественного состава, структурно-текстурных признаков и вторичных процессов преобразования осадочных пород на их физические свойства и геофизические параметры: общую пористость ( $K_n$ ), плотность ( $\delta$ ), удельное электрическое сопротивление ( $\rho_n$ ), скорость распространения продольных упругих колебаний ( $V$ ), интенсивность естественного ( $I_v$ ) и рассеянного ( $I_{rv}$ ) гамма-излучения.

Таблица 1

## Физические свойства терригенных пород, вмещающих бурые угли различной стадии углефикации

Месторождения, участки	Стадия преобразования гумусового органического вещества	K <sub>п</sub> , %			δ <sub>с</sub> , г/см <sup>3</sup>			δ <sub>н</sub> , г/см <sup>3</sup>			V <sub>п</sub> , м/сек			ρ <sub>п</sub> , мм			P	
		глина, аргиллит	алеваит, алевролит	песчаник, песок	глина, аргиллит	алеваит, алевролит	песчаник, песок	глина, аргиллит	алеваит, алевролит	песок, песчаник	глина, аргиллит	алеваит, алевролит	песок, песчаник	глина, аргиллит	алеваит, алевролит	песок, песчаник		
Участки торфонакопления (физические свойства по В. Л. Ломтадзе)	Торф	85—71	—	—	0,45—0,80	—	—	1,25—1,51	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Участки углепроявлений палеоген-неогеновых отложений юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины	Б <sub>1</sub>	а	57—54	65—48	59—48	1,22—1,24	0,94—1,44	1,1—1,44	1,75—1,77	1,61—1,80	1,70—1,80	650—900	—	900—1100	5—10	14—20	30—33	1,9—2,05
		б	—	48—43	48—45	—	1,44—1,54	1,44—1,52	—	1,80—1,82	1,80—1,81							
Мосбасс, Афанасьевское, Никулинское месторождения	Б <sub>2</sub>	33—27	38—33	46—41	1,76—1,84	1,62—1,71	1,43—1,54	2,08—2,13	1,99—2,04	1,88—1,85	1560—1690	1430—1540	1280—1380	15—32	37—55	65—76	5—12	
Южно-Ферганский угленосный район, месторождение Кызыл-Кия, участок Восточный	Б <sub>3</sub>	25—22	—	32—30	2,0—2,08	—	1,81—1,89	2,26—2,31	—	2,14—2,19	2075—2700	—	1525—2000	13—10	—	17—14,5	45—45,5	
Донбасс, Старобельская угленосная площадь, участок Богдановский	БД—Д	а б	20—18	26—18	28—18	2,14—2,20	2,0—2,20	1,94—2,20	2,37—2,39	2,26—2,39	2,23—2,39	2940—3000	2500—3000	1840—3030	13,5—6,0	—	8—5	50—110
			18	18—16	18—10	2,20	2,20—2,24	2,20—2,30	2,39—2,40	2,39—2,42	2,39—2,46	3000—3100	3000—3170	3030—3240				

Примечание. Диапазон физических свойств терригенных пород до их инверсии (а) и после (б). В отложениях, вмещающих угли: Б<sub>1</sub>, Б<sub>2</sub>—встречены пески, глины; Б<sub>3</sub>—сильно уплотненные пески, песчаники, аргиллитоподобные глины; БД—Д—песчаники, аргиллиты.

Таблица 2

Схема определения литотипов угленосных отложений различной степени преобразования по комплексу физических признаков, получаемых при геофизических исследованиях скважин

Стадия углефикации	Класс	Группа	Литотип	Содержание фракций, %			CaCO <sub>3</sub> , %	Ac, %	K <sub>п</sub> , %	δ <sub>м</sub> , г/см <sup>3</sup>	δ <sub>с</sub> , г/см <sup>3</sup>	δ <sub>п</sub> , г/см <sup>3</sup>	V <sub>н</sub> , м/сек	ρ <sub>п</sub> , о.мм	I <sub>γ</sub> , мкр/час	$\Delta I_{\gamma} = \frac{I_{\gamma}^x - I_{\gamma}^{\min}}{I_{\gamma}^{\max} - I_{\gamma}^{\min}}$	$\Delta I_{\gamma\gamma} = \frac{I_{\gamma\gamma}^x - I_{\gamma\gamma}^{\min}}{I_{\gamma\gamma}^{\max} - I_{\gamma\gamma}^{\min}}$	
				0,25—0,05 мм	0,05—0,01 мм	< 0,01 мм												
Торф	—	—		Терригенные породы														
	—	—		Торф и породы с остатками растительности														
Б <sub>1</sub>	—	—		Терригенные породы														
	—	—		Угли и углистые породы														
Б <sub>2</sub>				Терригенные породы														
	Пески	—	Алевритовый песок	90—75	12—15	5—10	—	—	45—41	—	1,45—1,51	1,88—1,92	1300—1340	132—83	2,5—5,6	0,10—0,25	0,18	
			Глинисто-алевритовый песок	75—50	15—26	10—24	—	—	41—31	—	1,51—1,69	1,92—2,02	1340—1460	83—25	5,6—12,5	0,25—0,63	0,18—0,16	
	Несортированные породы	—	Несортированная порода с преобладанием песка	50—26	26—33	24—40	—	—	31—25	—	1,69—1,86	2,02—2,12	1460—1630	25—11	12,5—15,9	0,63—0,91	0,16—0,14	
			Несортированная порода с преобладанием глин	26—16	33—34	40—50	—	—	25—23	—	1,86—1,95	2,12—2,17	1630—1780	11—10,3	15,9—16,5	0,91—0,98	0,14—0,11	
	Глины	—	Песчано-алевритовая глина	16—6	34—29	50—65	—	—	23—22	—	1,95—2,08	2,17—2,21	1780—2200	10,3—9,0	16,5—16,8	0,98—1,0	0,11—0,06	
				Карбонатные и карбонатно-терригенные породы														
	I	—	Известняк глинистый	—	—	—	95—70	—	1,5—6,0	—	2,72—2,55	2,72—2,6	5880—5200	3040—2120	—	—	—	
	II	—	То же	—	—	—	95—70	—	4,5—10,5	—	2,57—2,42	2,63—2,52	4840—4160	1560—920	—	—	—	
	III	—	» Известково-глинистый мергель	—	—	—	95—70	—	12—16,7	—	2,35—2,27	2,44—2,35	3960—3400	480—360	—	—	—	
				—	—	—	70—30	—	16,7—23,5	—	2,27—2,16	2,35—2,24	3400—2560	360—150	—	—	—	
	IV	—	Известняк глинистый Известково-глинистый мергель	—	—	—	95—70	—	29,5—29,1	—	1,91—1,92	2,24—2,21	2840—2600	140—110	—	—	—	
				—	—	—	70—30	—	29,1—28,8	—	1,92—1,94	2,21—2,16	2600—2260	110—45	—	—	—	
	—	—	Известковая глина	—	—	—	30—10	—	28,8—23,5	—	1,94—2,16	2,13—2,24	2080—2560	20—45	—	—	—	
				Угли и углистые породы														
	Угли	—		Уголь	—	—	—	—	8—30	—	1,49—1,68	1,02—1,11	1,13—1,23	950—1270	35—32,5	2,4—7,2	0,05—0,15	1,00
				Глинистый уголь	—	—	—	—	30—50	39—37,5	1,68—1,94	1,11—1,25	1,23—1,42	1270—1570	32,5—29,0	7,2—11,8	0,15—0,57	1,00—0,74
	Углистые породы	Углистые глины	Углистая глина	—	—	—	—	50—75	37,5—31,5	1,94—2,31	1,25—1,64	1,42—1,81	1570—2000	29,0—23,0	11,8—16,0	0,57—0,80	0,74—0,35	
			Слабоуглистая глина	—	—	—	—	75—95	31,5—25,5	2,31—2,64	1,64—2,06	1,81—2,17	2000—2340	23,0—17,0	16,0—17,4	0,80—0,88	0,35—0,05	
			Глина	—	—	—	—	≥95	25,5	>2,64	>2,06	>2,17	>2340	<17	>17,4	>0,88	<0,05	
	Углистые алевриты	Углистый алеврит	—	—	—	—	50—95	37,5—25,5	1,94—2,64	1,25—2,06	1,42—2,17	1570—2340	29,5—17	10—13,4	0,42—0,61	0,74—0,05		
Б <sub>3</sub>	—	—		Терригенные породы														
	—	—		Карбонатные и карбонатно-терригенные породы														
	—	—		Угли и углистые породы														
БД... А	—	—		Терригенные породы														
	—	—		Карбонатные и карбонатно-терригенные породы														
	—	—		Угли и углистые породы														

Изучение влияния вторичных процессов преобразования терригенных пород, вмещающих угли, на их физические свойства проведено на месторождениях бурых углей различной степени углефикации (от Б<sub>1</sub> до БД—Д).

Наблюдения над физическими свойствами терригенных пород (без примеси органического и карбонатного материала), претерпевших изменения в процессе литогенеза, проведены по стадиям преобразования гумусового органического вещества от торфа до бурых, каменных углей и антрацитов (Вассоевич и др., 1967; Гречухин, 1967; Матвеев, 1945).

Процесс уплотнения терригенных пород, соответствующих стадиям бурых углей различной стадии углефикации, незначительная интенсивность минеральных преобразований говорят о том, что к исследованиям вторичных процессов преобразования пород на ранних стадиях целесообразно подключить и физические методы.

Результаты изучения влияния вторичных процессов преобразования терригенных пород, вмещающих бурые угли различной степени углефикации, показывают, что параллельно с увеличением степени углефикации гумусового органического вещества от торфа к углям БД—Д уменьшается общая пористость ( $K_p$ ) терригенных пород: глин, аргиллитов от 85—71 до 20—18%; песков, песчаников от 59—40 до 18—10%. Соответственно этому изменяются значения и других физических свойств терригенных пород (фиг. 1, 2; табл. 1).

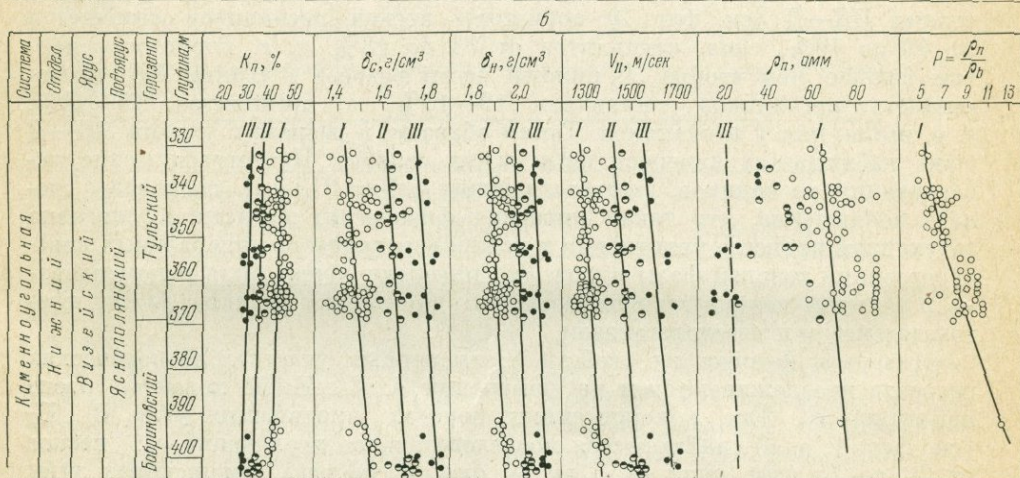
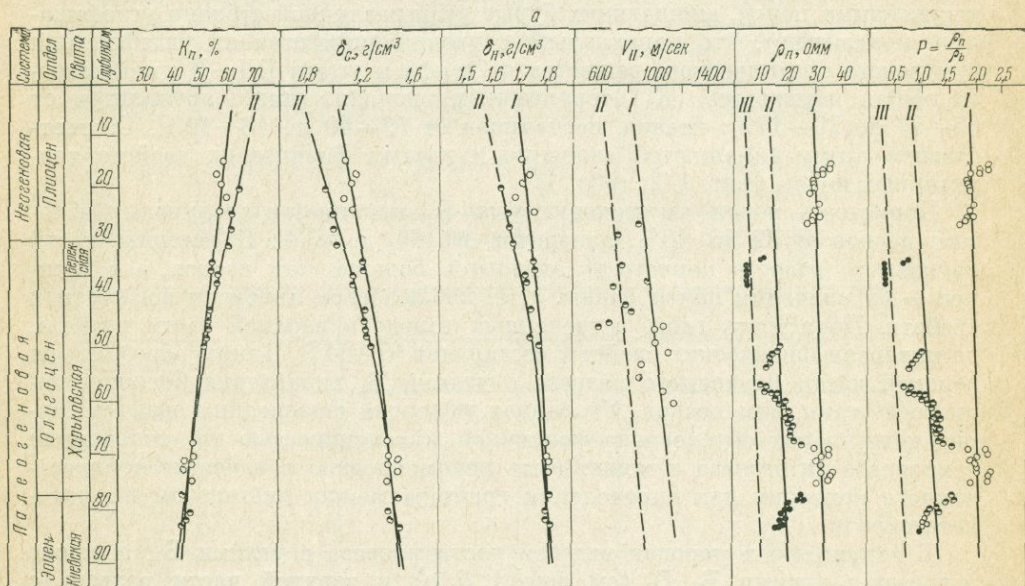
Пористость пород, вмещающих угли Б<sub>1</sub>, изменяется следующим образом: песков от 59 до 48%, алевроитов от 65 до 43%. В верхней части изучаемого разреза пористость алевроитов больше, чем песков, а в нижней — их значения почти равны, т. е. наблюдается инверсия физических свойств. Пористость глин, встречаемых только в верхней части разреза, до инверсии физических свойств, составляет 57—54%. Таким образом, для верхней части изучаемого разреза с углями Б<sub>1</sub> характерна большая пористость глин, чем песков. Указанная инверсия физических свойств терригенных пород обусловлена различной интенсивностью их уплотнения в процессе литогенеза и может быть рекомендована в качестве количественного критерия для определения границы между диагенезом и протокатагенезом.

В терригенных породах нижней части разреза с углями Б<sub>1</sub>, а также разрезов с углями Б<sub>2</sub>, Б<sub>3</sub> (см. фиг. 1, б, в) и верхней части разреза с углями БД—Д (см. фиг. 2) пористость песков, песчаников изменяется от 48 до 19%, глин, аргиллитов от 33 до 18%, т. е. пористость первых больше, чем вторых. В нижней части разреза с углями БД—Д пористость песчаников составляет 19—10%, а аргиллитов 19—18%, т. е. выше, чем у песчаников. Таким образом, в разрезе с углями БД—Д тоже наблюдается инверсия физических свойств. Петрографические исследования песчаников, соответствующих углям БД—Д, позволяют сделать заключение, что такая инверсия физических свойств обусловлена затуханием процесса уплотнения и усилением процесса минеральных новообразований твердой фазы пород. Эта инверсия может быть рекомендована в качестве количественного критерия для оценки границы между протокатагенезом и мезокатагенезом.

Инверсии физических свойств в отмеченных участках геологических разрезов прослеживаются и по изменению  $\delta$ ,  $V_{II}$ . Иной характер носит изменение  $\rho_n$ . Так, в терригенных породах, вмещающих угли Б<sub>1</sub>, Б<sub>2</sub> (см. фиг. 1, а, б), наблюдается последовательное увеличение  $\rho_n$ : песков от 30 до 75 *омм*, глин от 5 до 30 *омм*. В породах, вмещающих угли

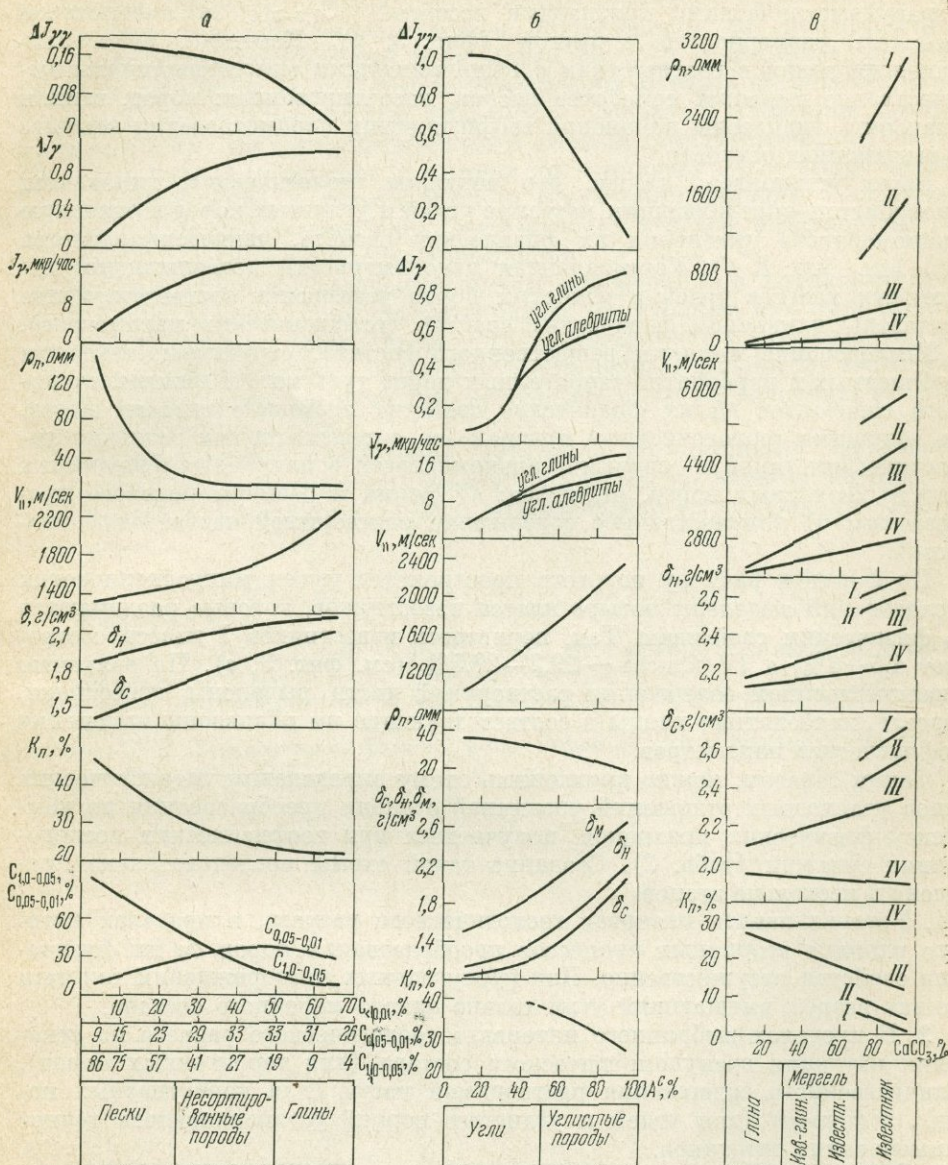
Бз, БД — Д (см. Фиг. 1, в, и 2), наблюдается уже уменьшение  $\rho_n$ : песков, песчаников от 17 до 5 *омм*, глин, аргиллитов от 13 до 6 *омм*. Для терригенных пород, вмещающих угли от Б<sub>1</sub> до БД—Д, параллельно с уменьшением их пористости следовало бы ожидать увеличения  $\rho_n$ . Однако, как было показано выше, этого не наблюдается, что можно объяснить различной минерализацией пластовых вод, характерных для каждого из месторождений, насыщающих терригенные породы. Поэтому нами также было изучено изменение относительного удельного электрического сопротивления песков, песчаников для месторождений бурых углей различной степени углефикации. Для песков и песчаников наблюдается увеличение  $\rho$  с увеличением степени преобразования углей.

Исследование влияния вещественного состава и структурно-текстурных признаков осадочных пород на их физические свойства проведено в отложениях окского и яснополянского надгоризонтов Мосбасса. Выбор именно этого геологического объекта обусловлен тем, что влияние вторич-









Фиг. 3. Зависимость физических свойств и геофизических параметров

а — от гранулометрического состава ( $C_{1,0-0,05}$ ,  $C_{0,05-0,01}$ ,  $C_{<0,01}$ ) терригенных пород; б — зольности (А) углей и углистых пород; в — карбонатности ( $CaCO_3$ ) известняков и известково-глинистых пород. Мосбасс. Угли Б<sub>2</sub> I—IV — классы карбонатных пород

Фиг. 2. Изменение с глубиной физических свойств терригенных пород, вмещающих угли БД — Д. Донбассе (Старобельская угленосная площадь)

I—III — то же, что и на фиг. 1

и гранулометрическими признаками песчаной ( $C_{1,0-0,05}$ ) и алевритовой ( $C_{0,05-0,01}$ ) размерностей, с другой (фиг. 3, а). Комплекс этих признаков позволил в соответствии с общепринятыми классификациями количественно выделить семейства песков, несортированных пород, глин и установить диапазоны изменения геофизических параметров для каждого из выделенных семейств.

Было установлено также, что ведущим геологическим признаком, одновременно определяющим название углей и углистых пород и основную закономерность изменения их физических свойств, является зольность ( $A^c$ ) (см. фиг. 3, б). Установленная закономерность позволила для выделенных классов углей и углистых пород установить соответствующие диапазоны изменения физических свойств (геофизических параметров).

Исследование влияния вещественного состава, структуры, текстуры карбонатных и карбонатно-терригенных пород тульского и нижеалексинского горизонтов на их физические свойства позволило сделать вывод, что ведущими геологическими признаками, определяющими название литологических типов и основные закономерности в изменении физических свойств указанных пород, являются: а) форма и размеры порового пространства; б) количественное содержание растворимой части (карбонатность).

По форме и размеру порового пространства путем микроскопических исследований выделены четыре класса известняков, которые различаются по физическим свойствам. Так, пористость известняков I класса составляет 1,5—6%, а IV класса — 29,2—29,5% (см. фиг. 3, в). По различию в количественном содержании растворимой части выделены известняки, мергели, карбонатные глины и соответствующие им диапазоны изменения геофизических параметров.

Таким образом, можно предложить схему определения литологических типов угленосных отложений различной степени преобразования по комплексу физических признаков, получаемых при геофизических исследованиях скважин (табл. 2). Создание такой схемы последовательно проведено в несколько этапов.

1. Устанавливался интервал геологического разреза, в пределах которого влияние вторичных процессов преобразования пород на их физические свойства несущественно. Для бурогольных месторождений таковым принят разрез, вмещающий угли только одного марочного состава.

2. В пределах выбранного интервала геологического разреза на основании изучения гранулометрического состава (для терригенных пород), количественного содержания растворимой части (для карбонатных пород), зольности (для углей и углистых пород) устанавливалось точное наименование литотипов.

3. Выяснялась количественная зависимость между ведущими геологическими признаками, на основании которых установлены природа и наименование литотипов осадочных пород Мосбасса, и их физическими свойствами, определяемыми по данным исследований разведочных скважин рациональным комплексом геофизических методов.

4. С учетом разрешающей способности геофизических методов устанавливалось оптимальное количество литотипов терригенных, карбонатных и углистых пород, а также углей, которые можно уверенно распознавать по комплексу геофизических параметров.

В общем виде данная схема предусматривает выяснение физических признаков литотипов в пределах интервала геологического разреза, вмещающего гумусовое органическое вещество только одной степени преоб-

разования. Применительно к буроугольным месторождениям это положение может считаться универсальным. Исследования же, проведенные в пределах толщи, вмещающей угли марки Б<sub>2</sub>, т. е. в Мосбассе, по определению литотипов комплексом геофизических методов не рекомендуется понимать как универсальную разработку, основные принципы которой применены для всех месторождений. В каждом отдельном случае следует решать задачу определения литотипов по комплексу физических признаков индивидуально, с учетом условий образования данного месторождения и рационального комплекса геофизических методов, необходимого для изучения соответствующего месторождения.

Практическое использование схемы заключается в предварительной интерпретации геофизических материалов. Полученные при этом физические признаки дают возможность определять природу и наименование литотипов, а следовательно, более достоверно решать задачи по выявлению углей, определению их качества, литологическому расчленению разрезов скважин, их корреляции.

Указанная схема определения литотипов по комплексу физических признаков, определяемых по данным геофизики, по нашему мнению, может являться прототипом геолого-геофизической классификации осадочных пород.

#### Литература

- Вассоевич Н. Б., Высоцкий И. В., Гусева А. Н., Оленин В. Б.* Углеводороды в осадочной оболочке Земли.— Вестн. МГУ, геол., 1967, № 5.
- Гречухин В. В.* Геофизические методы исследования угольных скважин. М., «Недра», 1967.
- Матвеев А. К.* Геологические факторы и вероятный механизм метаморфизма углей.— Сов. геол., 1945, № 7.

## СОДЕРЖАНИЕ

Краткий очерк научно-педагогической и производственной деятельности Н. Б. Вассоевича (Б. А. Соколов, В. Е. Хаин) . . . . .	3
<i>Н. Б. Вассоевич, Е. Г. Гладкова.</i> О необходимости упорядочения терминологии, связанной с периодичностью и цикличностью литогенеза, нефтеобразования и других природных явлений . . . . .	9
<b>Происхождение нефти и органическая геохимия</b>	
<i>А. А. Трофимук, А. Э. Конторович, В. С. Вышемирский.</i> Успехи органической теории происхождения нефти . . . . .	32
<i>С. Г. Неручев.</i> К изучению главной фазы нефтеобразования . . . . .	43
<i>В. А. Успенский, О. А. Радченко.</i> Опыт оценки нефтематеринского потенциала пород . . . . .	49
<i>Ю. И. Корчагина.</i> Органическое вещество осадочных пород в процессе катагенеза . . . . .	52
<i>В. Д. Наливкин, В. В. Иванцова, Г. С. Калмыков, Г. В. Лебедева, Г. П. Сверчков.</i> Связь нефтегазоносности со стадиями катагенного преобразования пород (на примере Тимано-Печорской провинции) . . . . .	61
<i>А. В. Сидоренко, Св. А. Сидоренко.</i> Докембрийский осадочно-метаморфический фундамент как один из источников углеводородов в земной коре . . . . .	72
<i>В. С. Вышемирский, А. А. Гонцов, Л. В. Юшина.</i> Латеральная миграция рассеянных битумоидов в водном потоке . . . . .	79
<i>Ф. К. Салманов.</i> О связи состава нефтей с условиями их образования . . . . .	85
<i>А. Н. Гусева, И. Е. Лейфман.</i> Генезис твердых углеводородов как подтверждение осадочно-миграционной природы нефти . . . . .	88
<b>Закономерности размещения горючих ископаемых в недрах земли</b>	
<i>В. Е. Хаин, Б. А. Соколов.</i> Современное состояние и дальнейшее развитие учения о нефтегазоносных бассейнах . . . . .	94
<i>И. В. Высоцкий.</i> Теоретическая модель вертикального распределения скоплений углеводородов в стратифере . . . . .	108
<i>А. К. Маргеев.</i> Мировые запасы углей и их распределение в геологических системах . . . . .	115
<i>Н. И. Марковский.</i> Генетические закономерности размещения горючих ископаемых . . . . .	119

Нефтяная региональная геология и литология . . . . .	127
<i>В. Б. Оленин.</i> Районирование нефтегазоносных территорий . . . . .	127
<i>А. И. Дьяконов, Ю. К. Бурлин, Ф. К. Байдов.</i> О соотношении Азово-Кубанского и Восточно-Черноморского нефтегазоносных бассейнов . . . . .	135
<i>З. В. Мгеладзе.</i> Тектоника и перспективы нефтегазоносности Горной Кахетии . . . . .	142
<i>Ю. К. Бурлин, А. Я. Архипов, В. В. Донцов.</i> Нефтегазоносные бассейны Северо-Востока СССР . . . . .	150
<i>М. К. Калинин.</i> Поиски нефти и газа в акваториях — новый этап в развитии нефтегазовой геологии . . . . .	156
<i>Г. Н. Комардинкина, С. Г. Саркисян, М. Я. Рудкевич.</i> Верхнемеловые резервуары и покрышки газовых месторождений севера Западной Сибири . . . . .	162
<i>В. А. Гроссгейм.</i> Текстуры флишевых ритмов (многослоев) пенайской свиты Северо-Западного Кавказа . . . . .	165
<u><i>И. А. Конюхов,</i></u> <u><i>Ю. А. Прягина,</i></u> <u><i>И. А. Назаревич, М. Ф. Слинко.</i></u> Минералогия среднеюрских нефтеносных отложений Восточного Предкавказья . . . . .	173
<i>И. Т. Козельский, А. К. Матвеев.</i> Соотношение литологической характеристики осадочных пород угленосных отложений и их геофизических параметров . . . . .	184

**Краткий очерк научно-педагогической и производственной деятельности Н. Б. Вассоевича** (к 70-летию со дня рождения). Соколов Б. А., Хаин В. Е. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 3—8.

Деятельность Н. Б. Вассоевича характеризуется широким диапазоном научных интересов. Это региональная геология Кавказа, Закавказья, Средней Азии, Сахалина; стратиграфия, тектоника, литология, учение о фациях и формациях, геология нефти и газа, нефтяная геохимия, геологическая терминология, история наук. Особенно большой вклад Н. Б. Вассоевич внес в изучение флишевой формации и разработку осадочно-миграционной теории происхождения нефти.

**О необходимости упорядочения терминологии, связанной с периодичностью и циклическостью литогенеза, нефтеобразования и других природных явлений.** Вассоевич Н. Б., Гладкова Е. Г. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 9—31.

Показывается путаница, существующая в толковании смысла терминов, связанных с проблемой периодичности и циклическости природных явлений (седиментации, литогенеза вообще, нефтеобразования в частности). Приводятся примеры разного понимания ритмов (ритмичности), циклов (циклическости) и т. д. Циклом (но не ритмом) предлагается именовать закономерное сочетание, последовательность явлений. Циклическость — свойство циклического (этапность), но отнюдь не повторяемость циклов по разрезу, как это часто ошибочно трактуется. Регулярную повторяемость циклов следует именовать периодичностью или ритмичностью. Единица повторения, то, что повторяется, — это повтор. Каждый повтор является циклом, но не всякий цикл должен быть повтором. Терминологическая путаница существует в вопросе циклическости нефтеобразования. Надо различать две автономные проблемы: этапность (циклическость) в процессе нефтеобразования и периодичность в распределении залежей нефти и газа по разрезу отложений. Библиография 83 назв. Илл. 3.

**Успехи органической теории происхождения нефти.** Трофимук А. А., Конторович А. Э., Вышемирский В. С. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973, стр. 32—42.

Широкие исследования, выполняемые в последние годы по изучению состава нефтематеринского рассеянного органического вещества в ранние стадии литогенеза, установление черт сходства между нефтями и рассеянными битумоидами в осадочных породах, выявление реликтовых структур хлорофилла и фитана в виде изопреноидных углеводородов в нефтях и битумоидах и многие другие доказательства способствовали утверждению теории органического происхождения нефти. Установлена приуроченность всех сингенетичных нефтяных залежей к узкой зоне начального и среднего катагенеза, когда происходит основная генерация и начинается эмиграция углеводородов, что соответствует зоне главной фазы нефтеобразования. Эмиграция углеводородов из материнских пород возможна в водном и газовом потоках. Библиография 15 назв. Илл. 1.

**К изучению главной фазы нефтеобразования.** Неручев С. Г. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 43—49.

Процесс образования углеводородов на стадии катагенеза происходит неравномерно: вначале медленно, а на глубинах 2—4 км резко возрастает. Массовая генерация углеводородов приводит к существенному изменению состава сапропелевого рассеянного органического вещества: нефтематеринские породы, прошедшие главную фазу нефтеобразования, могут погружаться на большую глубину, но основная масса образовавшихся углеводородов будет концентрироваться на определенном гипсометрическом уровне. Этот уровень располагается несколько выше главной зоны проявления главной фазы нефтеобразования. Табл. 1. Библиография 12 назв. Илл. 1.

**Опыт оценки нефтематеринского потенциала пород.** Успенский В. А., Радченко О. А. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973, стр. 49—52.

Нефть представляет собой миграционноспособный продукт преобразования органического вещества, присутствующего в породах в рассеянной форме. Оценка нефтематеринского потенциала должна быть ориентирована не на содержание в них сапропелевого органического вещества в целом, а лишь на липидные его компоненты. Класс органических веществ сапропелевого типа предлагается подразделять на подклассы: липидный, гумоидно-липидный, липидно-гумоидный, гумоидный.

УДК 553.061.33

**Органическое вещество осадочных пород в процессе катагенеза.** Корчагина Ю. И. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 52—61.

Изучение органического вещества углей и осадочных пород в процессе их катагенеза позволило определить черты сходства и различия в продуктах их преобразования. Из рассеянного органического вещества пород на этапе среднего катагенеза генерируется наибольшее количество углеводородов, преимущественно метаново-нафтенового типа, в определенных условиях способных дать скопления нефти и газа. В процессе преобразования органического вещества происходит перераспределение его основных компонентов: повышается доля восстановленных (βХВ масла, углеводороды) и сокращается количество кислых (спиртобензолный битумоид — β ДСБ, спиртобензолные смолы). В закрытых системах, с затрудненным уходом микронефти, генерация углеводородов из рассеянного органического вещества при погружении пород до глубины 5000 м не приводит к какому-либо заметному «покислению» нерастворимого органического вещества. Табл. 4. Библ. 9 назв.

УДК 553.982:553.061.33(470.1)

**Связь нефтегазоносности со стадиями катагенного преобразования пород (на примере Тимано-Печорской провинции).** Наливкин В. Д., Иванцова В. В., Калмыков Г. С., Лебедева Г. В., Сверчков Г. П. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 61—71.

Состав скоплений углеводородов в залежах находится в полном соответствии с современными температурами недр: до 100°С — все типы углеводородных скоплений, 100—150°С — главным образом легкие нефти и газоконденсатные залежи, выше 150°С — в основном газ. Такая зональность генетически связана с условиями катагенетического преобразования нефтематеринского органического вещества пород и углеводородных скоплений. По степени преобразования витринита (на примере палеозойских отложений Верхнепечорской впадины) предполагается зональное распространение скоплений газа, газоконденсата, нефтей разного типа. Библ. 12 назв. Илл. 8.

УДК 551.71 + 553.068.6

**Докембрийский осадочно-метаморфический фундамент как один из источников углеводородов в земной коре.** Сидоренко А. В., Сидоренко Св. А. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 72—79.

Во многих геологических комплексах докембрия встречаются осадочно-метаморфические породы, содержащие больше или меньше количество элементарного углерода в виде графита, графитоида, шунгита. Общее количество этого углеводорода значительно превышает массу органического вещества, захороненную в отложениях фанерозоя. Безусловно, что в докембрии шло накопление остатков живого вещества в виде элементарного углеводорода. Выделение углеводородов из докембрийских осадочно-метаморфических толщ — «углеводородное дыхание» — представляет общее явление, связанное с метаморфизмом осадочных толщ архея и протерозоя, содержащих органическое вещество. В свете этого не следует связывать газодоявление по глубинным разломам с миграцией абиогенных углеводородов из верхней мантии. Библ. 19 назв.

УДК 552.578.3(477)

**Латеральная миграция рассеянных битумоидов в водном потоке.** Вышемирский В. С., Гонцов А. А., Юшина Л. В. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 79—84.

Экспериментально установлено, что чем выше скорость фильтрации, тем больше битумоида выносятся водным потоком. При низкой концентрации битумоида в песке фильтрат беднее битумоидом, чем при высокой, но не пропорционально. Следовательно, интенсивность миграции при низких концентрациях битумоида значительно выше. Табл. 2. Библ. 9 назв.

УДК 553.981/982(091)

**О связи состава нефтей с условиями их образования.** Салманов Ф. К. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 85—88.

Нефти морского и пресноводного генезиса имеют различия в групповом углеводородном составе, в изотопной характеристике углерода и др. Предложены критерии диагностики нефтей в зависимости от условий их образования. Повышенное содержание асфальтенов в нефтях рассматривается как генетический показатель того, что образование нефти идет за счет гумусового органического вещества (континентальные условия), а наличие серы — сапропелевого органического вещества (морские условия). Библ. 7 назв. Илл. 2.

УДК 553.061.3

**Генезис твердых углеводородов как подтверждение осадочно-миграционной природы нефти.** Гусева А. Н., Лейфман И. Е. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 88—93.

Рассмотрение различных процессов образования твердых углеводородов нефти позволяет заключить, что источником этих углеводородов являются длинноцепочные соединения природных липидов. Формирование специфического состава твердых углеводородов нефти связано, по-видимому, с этапами среднего катагенеза пород, отвечающими главной фазе нефтеобразования, когда могут осуществляться низкотемпературные термокаталитические преобразования длинноцепочных кислородных соединений в углеводороды. Наблюдается связь твердых углеводородов нефти с генетическим типом исходного органического вещества, в частности связь высокопарафинистых нефтей с органическим веществом неморских и прибрежно-морских осадков, с преобразованием липидов наземной растительности. Табл. 2. Библ. 17 назв.

УДК 553.981/982

**Современное состояние и дальнейшее развитие учения о нефтегазоносных бассейнах.** Хаин В. Е., Соколов Б. А. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 94—108.

Успехи в открытии новых нефтегазовых месторождений связаны с прогрессом теоретических представлений. Большую роль в этом сыграло учение о нефтегазоносных бассейнах. Классификация последних должна строиться на тектонической основе с учетом направленности геологического развития. В развитии учения о нефтегазоносных бассейнах наступил новый этап, связанный с поисками морских месторождений, появлением новых глобальных теорий развития земной коры, а также возможностями проведения математической обработки нефтегеологических материалов. Табл. 4. Библ. 18 назв.

УДК 553.98

**Теоретическая модель вертикального распределения скоплений углеводородов в стратиферной сфере.** Висоцкий И. В. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 108—114.

Рассматривается вертикальная зональность в образовании и распределении скоплений углеводородов различного состава и фазового состояния в идеальном бассейне. Выделены зоны образования углеводородов, соответствующие различным стадиям превращения разных форм нахождения рассеянного органического вещества пород, а также зоны скопления углеводородов разного вещественного состава, формирующихся в генетических зонах при однонаправленном развитии бассейна. Табл. 1. Библ. 8 назв.

УДК 553.93/96.003

**Мировые запасы углей и их распределение в геологических системах.** Матвеев А. К. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». «Наука», 1973 г., стр. 115—119.

Из приводимых в настоящее время общих геологических, специализированных и конъюнктурных запасов углей наиболее полно отражающими их мировые ресурсы являются геологические запасы, исчисляемые по нормам международных геологических конгрессов. Анализ состояния геологических запасов к 1937 г. позволил П. И. Степанову установить закономерность распределения их по отдельным системам; несмотря на дву-, трехкратное увеличение после того мировых запасов и значительное изменение в их распределении по системам, указанная П. И. Степановым общая направленность — повышение роли кайнозойского угленакпления — сохраняет свое значение. В связи с тем, что по ряду стран геологические запасы не подсчитаны или подсчитаны со значительным нарушением международных норм, указывается на необходимость организации новых подсчетов мировых запасов. Библ. 5 назв. Илл. 1.

УДК: 553.981/982

**Генетические закономерности размещения горючих ископаемых.** Марковский Н. И. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 119—126.

Накопление горючих ископаемых в земной коре теснейшим образом связано с развитием жизни, расселением организмов и размещением их остатков во времени и пространстве. Наибольшее сгущение жизни и концентрация ее продуктов происходят в определенных зонах, где обеспечивается интенсивная трансформация солнечной энергии. Эволюция водных и наземных организмов и изменявшиеся физико-географические условия осадконакопления существенным образом влияли на угленакпление и нефтегазообразование. Устанавливается непосредственная зависимость между распределением морей и континентов, а также зон сгущения жизни с закономерным размещением горючих ископаемых. Эта закономерность раскрывается путем восстановления палеогеографической обстановки формирования отдельных продуктивных горизонтов или толщ. Табл. 1. Библ. 10 назв.

**Районирование нефтегазоносных территорий.** О ленин В. Ф. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 127—135.

Рассматриваются применяемые способы районирования нефтегазоносных территорий. При установлении границ элемента нефтегеологического районирования следует максимально сблизить их с границами распространения процессов (генерация, аккумуляция, консервация углеводородов), определяющих сущность этого элемента. Нефтегеологическое районирование является одним из направлений районирования нефтегазоносных территорий, способствующих решению самостоятельных задач и проводимых по совокупности признаков, хотя и обусловленных структурно-тектонической, литолого-фациальной и гидрогеологической характеристиками выделяемых элементов районирования, а также эволюцией этих характеристик во времени. Поэтому карта нефтегеологического районирования является самостоятельным документом, который отличается в конечном итоге от карт тектонического, литолого-фациального и гидрогеологического районирования нефтегазоносных территорий местоположением и конфигурацией границ выделяемых элементов районирования, а в ряде случаев — и количеством последних. Библи. 7 назв. Илл. 2.

УДК 553.982.2(470.62+479)

**О соотношении Азово-Кубанского и Восточно-Черноморского нефтегазоносных бассейнов.** Дьяконов А. И., Бурлин Ю. К., Байдов Ф. К. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 135—142.

Азово-Кубанский и Восточно-Черноморский нефтегазоносные бассейны разделены складчатым сооружением Северо-Западного Кавказа, которое сформировалось в палеогене. Стратиграфический и возрастной диапазон в этих двух бассейнах различен. Он более полон в Азово-Кубанском бассейне. В составе последнего соотношение начальных разведанных запасов углеводородов в складчатом и платформенном борту составляет 3:2, при этом в платформенных районах газа превышают запасы нефти в 1,5 раза. В краевых прогибах запасы нефти в 10—12 раз превышают запасы свободного газа. В Восточно-Черноморском бассейне намечается более равномерное распределение. Складки мезозойских пород северо-западного погружения Кавказа ранее включались в межбассейновое пространство. Однако с ними также связаны определенные перспективы нефтегазоносности. Структурная обособленность горно-складчатой области Северо-Западного Кавказа и ее подводного продолжения создает особенности в формировании и гидродинамическом режиме скопления углеводородов. Эта область является в значительной степени изолированной от обоих бассейнов. Библи. 11 назв. Илл. 2.

УДК 551.24:553.982(479.22)

**Тектоника и перспективы нефтегазоносности Горной Кахетии.** Мгеладзе З. В. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 142—149.

На основании особенностей геологического строения, с учетом новых данных, сделаны выводы о тектонике и нефтегазоносности территории. Показана особенность тектоники основных структурных элементов, обосновано отнесение территории к наложенному синклинию и даются практические рекомендации по дальнейшему развертыванию поисково-разведочных работ. Намечены первоочередные структуры для поискового и параметрического бурения с указанием возможных глубин вскрытия продуктивных горизонтов. Библи. 11 назв. Илл. 2.

УДК 553.981/982(571.65)

**Нефтегазоносные бассейны Северо-Востока СССР.** Бурлин Ю. К., Архипов А. Я., Донцов В. В. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 150—156.

На основе учения И. О. Брода и Н. Б. Вассоевича о нефтегазоносных бассейнах и закономерностях преобразования рассеяного органического вещества в процессе катагенеза вмещающих пород рассмотрены развитие бассейнов разных структурных зон Северо-Востока СССР, характер осадочных образований и степень их катагенетических изменений в пределах Анадьрского, Хатырского и Раучанского бассейнов. Отмечены специфические особенности этих бассейнов и определены перспективы их нефтегазоносности. Основными объектами нефтегазоносных работ на Северо-Востоке СССР являются нефтегазоносный Хатырский и преимущественно газоносный Анадьрский бассейны. Библи. 5 назв. Илл. 1.

УДК 550.8:553.981/982:551.35

**Поиски нефти и газа в акваториях — новый этап в развитии нефтегазовой геологии.** Калинин М. К. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 156—161.

Новый этап в развитии нефтегазовой геологии — поиски нефти и газа в акваториях — обладает всеми теми особенностями, которые характеризуют его самостоятель-

ность: выявлением новых типов нефтегазовых месторождений, районов и регионов, разработкой методов их обнаружения, имеющих хотя бы в первом приближении теоретическое обоснование. В течение этого этапа будет использовано более половины нефти и газа, содержащихся в земной коре. Библ. 7 назв. Илл. 1.

УДК 553.981/982.061.33

**Верхнемеловые резервуары и покрывки газовых месторождений севера Западной Сибири.** Комардинкина Г. Н., Саркисян С. Г., Рудкевич М. Я. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 162—165.

В горизонтах верхнего мела отчетливо выражена структурно-фациальная зональность, вызванная колебательными движениями земной коры и связанная с глубинными разломами. Газоносные структуры перекрывают многофазный длительный рост, ускорение которого приходится на этапы начала трансгрессий и регрессий. Фациальные критерии газоносной области находятся в благоприятных сочетаниях с палеотектоническими показателями и зависят от последних. Библ. 3 назв.

УДК 551.31

**Текстуры флишевых ритмов (многослоев) пенайской свиты Северо-Западного Кавказа.** Гроссгейм В. А. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 165—173.

Рассмотрено распределение флишевых текстур по ритмам как по вертикали (во времени), так и по площади. В основу положен материал по двум ритмам кампанского флиша из пенайской свиты Северо-Западного Кавказа на площади 180 × 60 км. Табл. 1. Библ. 9 назв. Илл. 2.

УДК 553.061.32:553.12(470.67/68)

**Минералогия среднеюрских нефтеносных отложений Восточного Предкавказья.** Конохов И. А., Пряхина Ю. А., Назаревич И. А., Слинко М. Ф. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 173—184.

Юрские отложения Восточного Предкавказья слагают мощную терригенную формацию, образовавшуюся в специфических условиях резко выраженного гумидного климата при значительном погружении территории в зоне краевого Терско-Кумского прогиба и примыкающих к нему Манычских дислокаций. Эти особенности тектонического положения и климатической принадлежности определили специфический характер отложений и своеобразный комплекс минералов терригенного и аутигенного ряда. Библ. 12 назв. Илл. 2.

УДК 553.93/96.068.4

**Соотношение литологической характеристики осадочных пород угленосных отложений и их геофизических параметров.** Козельский И. Т., Матвеев А. К. «Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых». М., «Наука», 1973 г., стр. 184—191.

Изложены результаты исследования влияния вещественного состава, структурно-текстурных признаков, вторичных процессов преобразования осадочных пород угленосных отложений на их физические свойства и геофизические параметры. С помощью полученной закономерности изменения физических свойств терригенных пород, вмещающих бурые угли различной степени углефикации, представляется возможным оценивать границы между диагенезом, протокатагенезом и мезокатагенезом. Разработана схема определения основных и промежуточных литотипов терригенных, карбонатных, карбонатно-терригенных, углистых пород и углей по комплексу геофизических параметров. Табл. 2. Библ. 3 назв. Илл. 3.

**Современные проблемы геологии  
и геохимии горючих ископаемых**

*Утверждено к печати  
Отделением геологии, геофизики  
и геохимии АН СССР*

Редактор издательства *Н. М. Митляшова*  
Художественный редактор *В. Н. Тихунов*  
Технический редактор *О. Г. Ульянова*

Сдано в набор 10/IV-1973 г. Подп. к печати 20/VIII-1973 г. Формат 70×100<sup>1/16</sup>.  
Усл. печ. л. 18,0. Уч. изд. л. 17,9. Бумага № 2. Тираж 1000 экз.  
Тип. зак. 1984. Т-09809. Цена 1 р. 79 к.

Издательство «Наука», 103717 ГСП,  
Москва, К-62, Подсосенский пер., 21  
2-я типография издательства «Наука»,  
121099, Москва Г-99, Шубинский пер., 10

1 р. 79 в.

755

