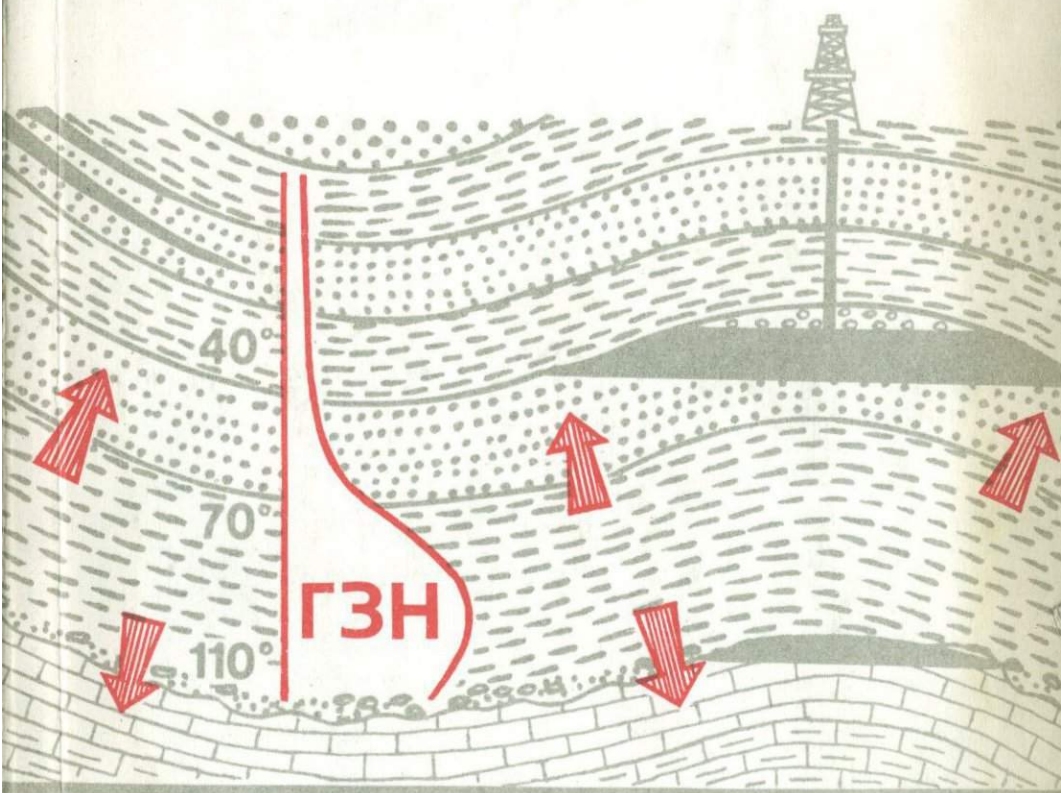


АКАДЕМИЯ НАУК СССР

Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУНА»

АКАДЕМИЯ НАУК СССР

НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ
И ГЕОХИМИИ НЕФТИ И ГАЗА

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ
ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ СВИТЫ И ПРИНЦИПЫ ИХ ДИАГНОСТИКИ



ИЗДАТЕЛЬСТВО "НАУКА"
МОСКВА 1979



В книге содержатся материалы Всесоюзного семинара "Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики", организованного Научным советом по проблемам геологии и геохимии нефти и газа АН СССР и кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ, прошедшего в 1977 г. в Москве. Статьи объединены в две части: общие вопросы диагностики нефтегазоматеринских отложений и нефтегазоматеринские толщи различных регионов.

В первой части содержатся статьи, касающиеся условий образования нефте- и газоматеринских отложений на разных этапах их развития, методики оценки нефтегазоматеринского потенциала нефтематеринских пород на разных стадиях катагенеза, гидрогеологические аспекты нефтегазоматеринских отложений.

Во вторую часть сборника, содержащую большую часть статей, включены новые данные о нефте- и газоматеринских толщах отдельных регионов, об особенностях нефте- и газообразования в недрах различных осадочных бассейнов СССР.

Ответственные редакторы:

член-корреспондент АН СССР Н.Б. ВАССОЕВИЧ,
член-корреспондент АН СССР П.П. ТИМОФЕЕВ

Трудно переоценить исключительно важное народнохозяйственное значение нефтяной промышленности, обеспечивающей нашу страну разнообразными видами топлива для многих миллионов двигателей, смазочными маслами для машин и незаменимым сырьем для химической промышленности. Невозможно представить себе современную цивилизацию без множества ценнейших продуктов, получаемых из нефти. Из года в год растет в стране добыча нефти. XXV съезд КПСС поставил перед геологоразведчиками и добытчиками нефти новые грандиозные задачи¹. Для их выполнения нефтяникам необходимо всемерно развивать геологию и геохимию нефти с тем, чтобы новые знания способствовали повышению надежности оценки перспектив нефтеносности территорий и акваторий и эффективности поисковых работ.

Среди проблем, дальнейшая разработка которых безусловно будет весьма полезной для достижения этой цели, на первое место следует поставить *проблему нефтематеринских (НМ) отложений* (седиментитов)². Она является не только центральной в ряду других взаимосвязанных проблем нефтеобразования, но и наиболее важной с практической точки зрения. Можно сказать, что учение о НМ отложениях, рассматривающее их признаки, критерии для оценки их начального и/или остаточного НМ потенциала (Пнм) и условия, при которых этот потенциал реализуется, представляет собой практическую часть общего учения о происхождении нефти, т.е. то, что теория осадочно-миграционного происхождения нефти выдает на-гора разведчикам нефти.

Геологическая общественность отчетливо представляет себе актуальность проблемы диагностики нефтематеринских отложений и ее огромное значение для оценки перспектив и прогноза нефтегазоносности. Об этом убедительно свидетельствуют итоги состоявшегося в МГУ 2-4 февраля 1977 г. семинара по этой проблеме. В семинаре, организованном по инициативе кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ под эгидой Научного совета по проблемам геологии и геохимии нефти и газа АН СССР, приняло участие более 155 представителей из 41 научно-исследовательской и про-

¹ Материалы XXV съезда КПСС. М.: Изд-во полит. лит., 1976, с. 177.

² Под *седиментитами* (термин, входящий в систему других петрографических терминов, таких, как *вулканиты, метаморфиты, резидиты* и др.) понимаются все современные и ископаемые осадки (осадочные горные породы - s. str.).

изводственной организации. К открытию семинара был опубликован сборник тезисов 84 докладов с предисловием председателя Оргкомитета Н.Б. Вассоевича и с перечнем рекомендуемых терминов и аббревиатур. На семинаре было заслушано 44 доклада. Многие из них отличались оригинальностью и вызвали живое обсуждение. Большая часть сообщений была посвящена вопросам теории и методики изучения нефтематеринских отложений и/или характеристике нефтегазоматеринских толщ основных нефтегазоносных и перспективных районов СССР.

* * *

Проблема НМ отложений имеет более чем вековую историю. Вообще история научных идей всегда не только интересна, но и полезна. Познавая высказывания наших предшественников, мы можем более правильно понять современное состояние данной области знания, уловить тенденции развития научной мысли и в какой-то мере предвидеть ее эволюцию.

Эволюция взглядов на природу НМ отложений шла, как это впервые отметил С.Г. Неручев, по линии снижения требования к НМ породам в отношении содержания углеродистого органического вещества (ОВ), или, по новой терминологии, седикахитов (СК)³. Первоначально господствовало представление, что НМ породы – это обогащенные ОВ глинистые или вообще пелитовые породы морского происхождения. Затем все чаще стало допускаться более низкое содержание ОВ (в 1927 г. А.Д. Архангельский принимал за нижний предел 2% $C_{орг}$). Одновременно расширялся фашиальный спектр возможно НМ пород.

Постепенно стали сдаваться в архив истории гипотезы, объясняющие какими-либо *особыми* условиями формирование НМ пород, например сероводородным заражением придонных слоев воды в бассейне седиментации (А.Д. Архангельский) и т.п.

Лет 25 тому назад несколько ученых независимо друг от друга пришли даже к парадоксальному на первый взгляд выводу о том, что проблема НМ пород не столько качественная, сколько *количественная*. Так, Н.М. Страхов с соавторами писали: "Специфических нефтеобразующих фаций, качественно отличных от других, не образующих нефти, в нижнефранское (и даже шире – в девонское) время не существовало. Все типы раннефранских отложений могли принимать то или иное участие в формировании нефтяных залежей

³ Двусмысленность термина "органический" и производных от этого слова побудила нас [1967 и др.] заменить его неологизмами: органические соединения именовать *кахидами*, а образованные ими смешанные органические вещества (ОВ) – *кахидами*. *Седикахиты* (СК) – это кахиты в современных и/или ископаемых осадках (седиментитах).

и различались в этом отношении не качественно, а лишь количественно, — долей участия в генерации нефти"⁴ (с.90).

В более общей форме это положение было сформулировано американским геологом Х.Хедбергом. Касаясь вопроса о диагностике нефтепроизводящих пород, он писал: "Нефть в небольших количествах образовалась, несомненно, в очень многих осадочных породах, поэтому проблемой является не столько выявление вообще нефтематеринских пород, сколько выявление пород, способных быть источником больших количеств нефти"⁵ (с.83).

Еще более определенно высказался несколько позже В.А. Успенский: "Была показана повсюдность процесса образования углеводородов в битуминозных компонентах органического вещества, лишаящая смысла абсолютное разграничение нефтематеринских и нефтематеринских категорий пород и позволяющая говорить лишь о большем или меньшем нефтематеринском потенциале породы, требующем меньшей или большей интенсивности воздействия мобилизирующих микронефть факторов"⁶ (с.103).

Сходные мысли высказывались и автором данного предисловия, опиравшимся на установленную тысячами анализов широкую распространенность в пело- и стратифере *микронефти*, ее повсюдность. Она оказалась, в сущности, обязательным малым компонентом большей части современных субаквальных осадков (юная микронефть), осадочных горных пород — седиментитов, особенно глинистых (микронефть различной зрелости и/или "остаточности").

Не следует, однако, гипертрофировать значение чисто количественного подхода к проблеме НМ отложений. Он должен, конечно, органически сочетаться с качественным подходом, так как разного типа ОВ (СК) обладают весьма различным $P_{НМ}$ — от почти нулевого до весьма высокого. Поэтому $P_{НМ}$ породы определяется не только и часто даже не столько содержанием СК, сколько его качеством, его фашиально-генетическим типом.

В нашей стране стало традицией (берущей свое начало от Г.Потонье) различать два основных типа ОВ — "сапропелевое" и "гумусовое". С первым из них издавна связывались нефтематеринские свойства ("сапропелитовая" теория); что касается второго, то в отношении его способности генерировать нефть до сих пор далеко не все ясно (во многом из-за неопределенности самого понятия о гумусовом ОВ, в том числе и гумусовых углях).

⁴ Н.М. Страхов, К.Ф. Родионова, Э.С. Залманзон. К геохимии нефтеносных отложений. — Тр. Ин-та геол. наук АН СССР. Геол.сер. (№ 66), 1955, вып. 155.

⁵ Х.Д. Хедберг. Геологические аспекты происхождения нефти. М.: Недра, 1966.

⁶ В.А. Успенский. Пути эволюции научных направлений по основным геохимическим проблемам теории нефтепроизводящих свит. — Тр. ВНИГРИ, 1967, вып. 259.

Долгое время было принято считать гумусовое и сапропелевое ОВ "фациальными антиподами" (В.А. Успенский), но в последние годы стало очевидным, что дело обстоит сложнее, что сами понятия о гумусовом и сапропелевом веществе являются сборными и что необходимо дифференцировать и конкретизировать новые понятия и термины.

В сапропелях и в сапропелитах, не вышедших из стадии протокатагенеза, содержится много гуминовых (по другой терминологии – гумусовых) кислот (ГК), составляющих значительную долю гумуса и вообще гуминовых веществ. Понятие о ГК сильно расширилось, и это побудило О.А. Радченко и В.А. Успенского признать, "... что классификация гуминовых кислот (в чистом виде возможная, безусловно, только в абстракции) должна осуществляться не по фациальному, а по химико-вещественному признаку, и в этом аспекте, видимо, можно будет говорить о собственно гумусовых, гумоидных и липидно-гумоидных гуминовых кислотах..."⁷ (с.152). Конечно, два последних наименования неудачны, и, вероятно, даже сами авторы не будут в дальнейшем применять такой термин, как "липидно-гумоидные гуминовые кислоты" (предложенный вместо более простых, хотя также не идеальных терминов-синонимов Н.М.Караваевым – сапрокислоты, или сапропелевые кислоты).

Неоднородными являются и гумусовые угли, а тем более – рассеянное ОВ этого типа. В них нередко присутствуют компоненты, химически чуждые собственно гумусовому веществу (под которым, строго говоря, следовало понимать, с петрографической точки зрения и вместе с тем следуя за Г.Потонье, только два микрокомпонента – витринит и фюзинит), например, микрокомпоненты группы лейтинита, химически, как это отметил еще Г.Потонье, тяготеющие к веществу сапропелитов, позже названному альгинитом.

Итак, в "сапропелевом" ОВ имеются компоненты, именуемые гумусовыми кислотами (и составляющие подчас существенную его часть – до 40%!), а в так называемом "гумусовом веществе" также имеются химически чуждые ему компоненты.

В литературе все чаще раздаются голоса в пользу отказа от терминов, потерявших свою определенность. Например, геохимик Э.Дегенс в своей работе, изданной на немецком, английском, испанском и русском языках, высказал такую мысль: "По мере развития органической геохимии необходимо будет вносить изменения в схему классификации; добавлять новые группы органических веществ и отказываться от привычных терминов, таких, как *kerogen* или *гуминовые кислоты*"⁸ (с.191).

⁷ О.А. Радченко, В.А. Успенский. О химико-вещественном составе сапропелевого органического вещества и основах его классификации. – В кн.: Органическое вещество современных и ископаемых осадков и методы его изучения. М.: Наука, 1974.

⁸ Э. Дегенс. Геохимия осадочных образований. М.: Мир, 1967.

Начинает не удовлетворять геохимиков-нефтяников и термин "сапропелевое ОВ". Можно привести, например, высказывание Г.М. Парпаровой и С.Г. Неручева: «Большое разнообразие в составе сапропелевого ОВ, значительное отличие "классических" высококонцентрированных сапропелитов континентальных водоемов от такого же (по основному исходному материалу) РОВ морских и океанических осадков привело Н.Б. Вассоевича к выводу, что последнее следует называть не сапропелевым, а только "сапроидным". Следует согласиться, что термин "сапропелевое ОВ", примененный первоначально Г.Потонье к узким фаціальным условиям, действительно трудно распространить на весьма широкий фаціальный спектр планктоногенного рассеянного органического вещества осадочных пород, главным образом морского генезиса»⁹ (с.6).

Мы призываем не вообще отказаться от терминов (и, следовательно, от соответствующих понятий, ибо термины без понятия – пустая шелуха, а понятие без термине – неуловимая вещь) "гумусовое" и "сапропелевое", а применять их более осмотрительно, чем это часто делается теперь, применять для достаточно широких понятий.

Для более же конкретных реалий мы рекомендуем использовать более определенные термины.

В своем докладе на Международном седиментологическом конгрессе в Нице в 1975 г. о постседиментационных преобразованиях ОВ группа сотрудников кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ – Н.Б. Вассоевич, Ю.К. Бурлин, А.И. Конюхов, Ю.И. Корчагина и И.А. Назаревич – привели краткую информацию о новой терминологии. Поскольку она еще только внедряется, есть смысл напомнить здесь о ее сути в основном с помощью цитат из названного доклада.

Все углеводородистые органические вещества (ОВ) именуются *кахитами*. Для обозначения их генетических типов используются различные префиксы: для кахитов в современных и ископаемых осадках (седиментитах) – *седикахиты* (СК), для кахитов в почвах – *педокахиты* и т.д.

Если в ОВ "сапропелевого" типа существенную роль играют алициклические и алифатические структуры, то его можно обозначать как СК_{ал}. Для ОВ "гумусового" типа с поликонденсированной ареновой структурой логично обозначение СК_{ар}. Кроме того, выделяется СК аминокислотный (СК_{ам}), примечательный высоким содержанием N и гидроароматическими структурами.

Для СК_{ал} примечательно полное или почти полное отсутствие частиц, сохранивших морфологию исходных гидробионтов (например, талломсальгинита), и преобладание колломорфных и сорбированных форм

⁹ Г.М. Парпарова, С.Г. Неручев. Глава 1 в кн.: Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков. Новосибирск: Наука, 1976. (Тр. Ин-та геол. и геофиз. СО АН СССР; вып. 330).

(коллоальгинита и микстинита). Часто отмечаемое в $СК_{ал}$ повышенное содержание N (на стадии осадка) обязано примеси $СК_{ам}$ — амикагинов, представляющих собой новообразования (в водной толще бассейна и в осадках) на базе аминокислот и углеводов. $К-СК_{ам}$ относятся гетерополиконденсаты, такие, как сапропелевые кислоты и их ангидридные (нерастворимые) формы. Элементное отношение N/C (атомное) для $СК_{ам}$ обычно выше 1 и достигает иногда 1,5.

Органическое вещество типа $СК_{ал}$, характеризующееся преимущественно алифатическими цепями (балхашит, куронгит), т.е. производные от жировых и жироподобных веществ, обозначаются как $СК_{ам-ал}$. При преобладании амикагинов, что свойственно некоторым горючим сланцам с высоким содержанием N, обозначение меняется на $СК_{ал-ам}$.

В основе $СК_{ар}$ лежат высококонденсированные структуры циклического строения с низким содержанием N и высоким — гетероатомов, находящихся в кольцах и мостиковых связях, что особенно характерно для "зрелого", прошедшего диагенетическую и раннекатагенетическую стадии преобразования ОВ (СК). В составе $СК_{ар}$ обычно присутствуют морфологически выраженные реликты исходных организмов. Определяющие компоненты $СК_{ар}$ — лигнин и флавоноидин. Кроме них, в $СК_{ар}$ осадков всегда имеется примесь амикагинов и полимерлипоидинов, унаследованных от тканей высших растений, но главным образом возникших за счет интенсивной микробальной деятельности при деструкции исходного ОВ при его захоронении. В тех случаях, когда эта примесь достигает 30% и более, можно использовать символы $СК_{ал-ар}$ либо $СК_{ам-ар}$ в зависимости от типа примеси. Липтобиолиты — угли, составленные пылью, спорами или пробковой тканью высших растений (липоидиновая и полимерлипоидиновая основа), могут быть обозначены символом $СК_{ар-ал}$.

Продукты автолиза, гидролиза и микробального разложения высших растений — гетерополиконденсаты весьма специфического строения, в целом обедненные N и H. Атомное отношение N/C ниже 1.

Конечно, в "прозрачных" наименованиях перечисленных и весьма кратко охарактеризованных типов СК сохраняется большой элемент условности. Предстоит еще большая работа по дальнейшему изучению их молекулярной структуры. Совершенно очевидна ее большая сложность из-за неоднородности макромолекул. Пока названия — алиновые, арконовые, амикагиновые кахиты — даются по характерному или преобладающему типу структур, включенных в макромолекулу, без учета других структур. В данном случае создалась ситуация, подобная той, которая уже давно имеет место в химии нефти (хотя постепенно и изживается). Среди УВ нефти принято различать метановые, нафтеновые и ароматические (или алканы, цикланы и арены), в сумме приравняемые к 100%. В действительности же в нефтях очень много гибридных углеводородов, а в ароматические УВ при некоторых методах анализа попадают подчас и соединения с гетероэлементами ("почти-УВ").

Каждому типу СК свойствен *свой* $P_{\text{НМ}}$, *изменяющийся* в процессе катагенеза. Детальное и тщательное изучение соответствующих зависимостей и закономерностей в поведении $P_{\text{НМ}}$ является важнейшей задачей геологов и геохимиков, так или иначе связанных по своей работе с проблемой происхождения нефти, с различными ее аспектами, в том числе с вопросами диагностики нефте- и/или нефтегазоматеринских отложений.

Что следует понимать под $P_{\text{НМ}}$? Это способность ОВ (СК) и/или породы, содержащей ОВ (СК), генерировать (и отдавать?) при наступлении соответствующих условий микронепть \rightarrow нефть. Автору данного предисловия еще не совсем ясно, следует ли включать в понятие о $P_{\text{НМ}}$ способность ОВ (породы) допускать эмиграцию микронепти \rightarrow нефти, или нет. По-видимому, в различных случаях придется поступать по-разному. Пока вопрос остается открытым.

В последнее время все яснее становится необходимость дифференциации понятия о $P_{\text{НМ}}$. Этой проблеме уделяют внимание С.Г. Неручев, Н.В. Лопатин, Н.Б. Вассоевич, А.Э. Конторович и др. Уже

взято на вооружение предложение С.Г. Неручева строго разграничивать $P_{\text{НМ}}$ органического вещества (седикахитов) и $P_{\text{НМ}}$ включающей его породы, т.е. различать $P_{\text{НМ}}^{\text{СК}}$ ($P_{\text{НМ}}^{\text{ОВ}}$) и $P_{\text{НМ}}^{\text{пор}}$ ($P_{\text{НМ}}^{\text{СД}}$), $P_{\text{НМ}}^{\text{СК}}$

можно оценивать количественно как относительно, так и абсолютно, считая в первом случае мерой выраженное в процентах отношение того количества нефти (т.е. нефтяных УВ и близких к ним соединений, обозначаемых символом \sim УВ), которое порода может генерировать вообще (до полного истощения) или только до определенной градации катагенеза (например, до МК₃, МК₄, АК₁), к общему содержанию СК в породе; во втором случае мерой служит количество нефти (УВ + \sim УВ), выраженное в граммах на килограмм СК или в килограммах на тонну СК.

Более удобным, более полезным, однако, является $P_{\text{НМ}}^{\text{пор}}$, выраженный в весовых или объемных мерах, например в килограммах на кубометр породы или в тоннах на кубометр отложений. Это, так сказать, удельный породный нефтематеринский потенциал.

Чрезвычайно важно различать *начальный потенциал* СК (и породы) до новообразования катагенетических УВ, и *остаточный*, характеризующий $P_{\text{НМ}}$ седикахитов (и породы), уже генерировавших то или иное количество УВ и \sim УВ и успевших отдать большую или меньшую часть их в коллекторы.

Остановимся на ошибках, допущенных в прошлом (и частично все еще допускаемых) при изучении НМ отложений. Перечитывая работы 40-х и 50-х годов, нетрудно убедиться, что многие авторы имели неправильное представление о сущности нефтеобразования, о его факторах и механизме, о его распространенности и т.д. Например, В.В. Вебер развивал учение о локальных и специфических "нефтеносных фациях" (сам термин уже вызывает недоумение), "распределяющихся как бы пятнами", ограничивая фациальный круг от-

ложений, способных генерировать нефть. Он писал: "... все фации наземные, пресноводные и собственно дельтовые вырисовываются как фации не нефтеносные. Подобный вывод находится в полном соответствии с современными представлениями нефтяной геологии, согласно которым условия континентального режима и пресных вод заранее исключают возможность нефтеобразования"¹⁰ (с. 187).

По В.В. Веберу, нефть образуется на стадии диагенеза, но не катагенеза (если иметь в виду основную массу нефти, ибо нефть-образование, вообще говоря, *полихронное* и, в известном смысле, полигенное). Правда, В.В. Вебер постепенно увеличивает длительность стадии диагенеза и глубины, до которых она проявляется. Так, к стадии диагенеза В.В. Вебер стал относить стадию, отвечающую бурогольному этапу углефикации (т.е. ПК, по новой терминологии).

У В.В. Вебера было много сторонников, особенно во ВНИГНИ, до последнего времени придерживавшихся его гипотезы, названной в 1975 г. Е.В. Стадником "диагенетической" (со ссылкой на работу В.В. Вебера, изданную в 1973 г.).

В 1969 г. была опубликована статья М.С. Бурштара и А.Д. Бизнигаева, в которой авторы писали: "... мы считаем, что процесс нефтеобразования наиболее активно происходит на стадии образования осадков и ранней стадии их диагенеза"¹¹ (с.187). Комментарии излишни...

Профессор А.А. Карцев обратил мое внимание, что даже в 1974 г. многие известные ученые ВНИГНИ еще продолжали стоять на позициях В.В. Вебера, (т.е. раннего образования нефти) и поэтому отрицали ведущую роль важнейшего катагенетического фактора - температуры - в генерации нефти. Действительно, в книге "Стабильные изотопы в геохимии нефти" читаем следующее: "Приведенные теоретические данные, а также природный материал по изотопным эффектам углерода, водорода и серы современных животных и растений, органического вещества илов, древних пород, нефтей и газов не позволяет связывать образование нефти с термokatалитическими процессами, как это предполагает Н.Б. Вассович.

По-видимому, образование основных компонентов нефти происходит на ранней стадии преобразования органического вещества, как это следует из теории цикличности процессов нефтегазообразования. О раннем времени образования гомологов метана и от-

¹⁰ В.В. Вебер. Нефтеносные фации и их роль в образовании нефтяных месторождений. - В кн.: Труды секции Ученого совета нефтяного института. М.; Л.: Гостоптехиздат, 1947.

¹¹ М.С. Бурштар, А.Д. Бизнигаев. Образование и размещение скоплений углеводородов. - В кн.: Стратиграфия, тектоника и нефтегазоносность северного Кавказа и Крыма. М.: Недра, 1969 (Тр. ВНИГНИ; Вып. 71).

дельных компонентов нефти свидетельствуют работы В.В. Вебера, Д.Ханта и многих других¹² (с.183).

К этому можно сделать много замечаний... Достаточно, однако, сообщить, что в других своих публикациях начиная с того же 1974 г. часть названных авторов перешла полностью на теоретические позиции Н.Б. Вассоевича.

В 1957 г. американским геологом Дж.Филиппи была опубликована классификация нефтематеринских (НМ) отложений, в которой единственным критерием их качества было содержание УВ. Ничто другое во внимание не принималось! В 1965 г. появилась его важная и интересная статья, в которой было показано, что с глубиной, по мере роста температуры, содержание УВ в породах увеличивается, т.е., если пользоваться прежней терминологией Дж.Филиппи, из бедной, "непромышленной" НМ породы образуется НМ порода, к которой им применены эпитеты good и very good.

Уже не раз обращалось внимание в наших статьях и докладах, что содержание УВ в породе может быть очень низким, а порода, несмотря на это, является безусловно потенциально нефтематеринской (ПНМ) с великолепным П_{НМ}. Примером могут служить эстонские кукурские горючие сланцы.

Может быть и так - в породе очень мало УВ, но только потому, что она была великолепной нефтепроизводившей породой и отдала почти все свои УВ...

Итак, в одном случае мало УВ потому, что они еще не образовались, так как порода не вошла в главную зону нефтеобразования (ГЗН); в другом - потому, что они успели не только образоваться, но и уйти из породы; наконец, возможен и такой случай, когда уже сама по себе порода бедна исходным для УВ материнским веществом и ни при каких обстоятельствах не может содержать сколь угодно существенное количество УВ даже в апогее ГФН.

Против упрощенного подхода к оценке нефтематеринской роли пород по содержанию в них УВ начали выступать и за рубежом. Так, например, Колин Баркер писал в 1974 г., что если "... глинистая порода содержит много углеводородов, то это можно рассматривать как доказательство того, что она является или 1) хорошей нефтематеринской породой, потому что часть УВ, вероятно, мигрировала вместе с водой, отжимаемой при уплотнении, или 2) плохой нефтематеринской породой, потому что углеводороды все еще в ней остались"¹³ (с.2354).

Ни у кого не должен вызывать никаких сомнений принцип (его можно назвать и *заповедью*), что настоящая, подлинно научная ин-

¹² Стабильные изотопы в геохимии нефти. М.: Недра, 1974./Авт.: Н.А. Еременко, Р.Г. Панкина, Т.А. Ботнева и др.

¹³ Colin Barker. Pyrolysis Techniques for Source-Rock Evaluation. - Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 1974, 58, N 11,

формация о НМ свойствах пород, как и вообще любая органогеохимическая (битуминологическая, кахитологическая) характеристика ОВ (СК) в породах, должна в совершенно обязательном порядке содержать комплекс сведений разного рода, в том числе, конечно, о той подстадии или градации катагенеза, которой порода достигла в прошлом. Информация должна включать данные и об общем содержании СК ($C_{орг}$), и о начальном генетическом типе ОВ (СК), и о минеральной части породы.

Вообще нужны все те сведения, которые требует *системный подход* к изучению любых реалий. Сущность его заключается в том, что изучаемый объект (реалия) рассматривается одновременно и как элемент системы более высокого порядка и в целом — как целостная система, в той или иной мере автономная, но в то же время связанная, часто тысячами нитей, со своим окружением (пример: организм и среда — единство). Исследуется внутренняя структура объекта — выделяются подсистемы (если это рационально), все их элементы, их взаимодействие, функционирование; каждый элемент надо рассматривать как систему более низкого порядка и т.д. (принцип иерархии уровней организации вещества).

Системному, или, как его нередко называют, *системно-структурному подходу* в наше время справедливо придается значение прогрессивной общенаучной методологии, обеспечивающей значительное повышение эффективности исследований, более глубокое проникновение в сущность реалий (явлений, предметов), большую достоверность получаемых результатов и другие преимущества. Системный подход (метод) доказал свою плодотворность буквально во всех науках, в частности в географии, в биологии.

Сообщения на семинаре убедительно продемонстрировали значительный прогресс за последние 10 лет в разработке теории нефтегазоматеринских отложений и в практическом приложении их изучения для оценки перспектив нефтегазоносности территорий и акваторий. Обращено внимание и на недостаточно разработанные вопросы, на которых необходимо сосредоточить внимание в дальнейших работах.

Большинство участников семинара считают наиболее научно обоснованным и плодотворным *историко-генетический геолого-геохимический* подход к изучению нефтематеринских отложений, требующий подробного анализа всех основных стадий и условий формирования и развития — седиментогенеза и диагенеза и особенно катагенетических этапов существования отложений — потенциально нефтематеринских, нефтепроизводящих (во время проявления главной фазы нефтеобразования — ГФН), а затем пород, бывших нефтематеринскими, превратившихся в газоматеринские, и, наконец, полностью исчерпавших свой нефте- и газоматеринский потенциал.

Семинар подтвердил возрастающую популярность термина "нефтепроизводившие", имеющего перед термином "нефтепроизводящие" то преимущество, что с ним не связываются представления о сов-

ременной, протекающей теперь, генерации нефти¹⁴. Ведь далеко не все нефтепроизводившие нефть производят ее и сейчас.

Важным, особенно после работ Н.В. Лопатина и других исследователей, представляется установление длительности (геологического времени) пребывания нефтематеринских отложений в различных термобарических зонах (с учетом палеотемператур), особенно в тех из них, в которых протекают главные фазы нефте- и газообразования. В этих целях следует усилить исследования, направленные на разработку прямых экспериментальных методов оценки максимальных палеотемператур и методов палеогеографических реконструкций.

Можно считать в основных чертах установленным время развития главной фазы нефтеобразования (ГФН). Она протекает на грациях МК₁-МК₃ мезокатагенеза, сменяясь на грациях МК₃-МК₅ глубокой фазой газообразования (ГФГ). Недостаточно изучены и требуют уточнения масштабы генерации углеводородного газа на этапе развития потенциально нефтематеринских отложений (протокатагенеза).

Комплексность и системно-структурный анализ признаны важнейшими в исследовании нефтематеринских отложений. Они требуют всестороннего подхода с учетом климатических и палеогеографических условий образования осадков, литолого-минералогического состава отложений, их строения, источников исходного органического материала, условий его накопления и диагенеза, процессов катагенетического изменения структуры и литолого-минералогических особенностей осадков, их поровой системы, заключенного в них ОВ и седиментационных вод, термобарических условий развития нефтематеринских пород, их взаимоотношений с резервуарами и флюидоупорами, времени проявления основных этапов формирования тектонической структуры бассейна и времени проявления ГФН и ГФГ, развития процессов первичной миграции углеводородов и т.д.

Важными представляются дальнейшая разработка и усовершенствование методов количественной оценки нефте- и газоматеринского потенциала ОВ и материнских пород, а также усовершенствование методов количественной оценки реализованного нефте- и газоматеринского потенциала - нефте- и газопродуктивности (нефте- и газопроизводительности) материнских пород с учетом их особенностей, типа исходного ОВ и стадийности развития отложений. Необходимо создание общепринятой единой системы теоретических расчетов генерации нефтяных и газообразных УВ на последовательных этапах преобразования всех основных типов ОВ - от диагенеза до начала метагенеза. В связи с этим было высказано пожелание созвать в ближайшее время рабочее совещание представителей различных организаций, занимающихся изучением количественной стороны нефте-

¹⁴ Этот термин, введенный в литературу в 1955 г., О.А. Радченко квалифицировала как "чрезвычайно удачный".

и газообразования, для согласования методик расчетов и координации исследований в этой области.

Все участники семинара признали необходимым шире применять методы моделирования и оценки состояния первично-миграционных процессов в материнских породах путем раздельного изучения битумоидов в системах открытых и закрытых пор.

В выступлениях представителей различных организаций было высказано пожелание уделить особое внимание разработке единых (в принципе) классификаций органических углеводородистых веществ — химической (с упором на молекулярный состав) и петрографической, в которых должны сочетаться син- и диахронный подходы; разработать принципы генетической корреляции УВ и других соединений в составе нефтей и соответствующих компонентов в битумоидах предполагаемых нефтематеринских пород; усилить изучение карбонатных нефтематеринских свит с учетом специфики физических и химических свойств пород и изменения их на различных этапах литогенеза. Определенный интерес представляет также изучение нефтематеринских свойств диатомитов, туфодиатомитов, опок и других кремнистых пород биогенного происхождения.

Материалы успешного прошедшего семинара составляют основное содержание данного сборника.

Н.Б. Вассоевич

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ДИАГНОСТИКИ
НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Н. Б. Вассоевич, С. Г. Неручев

ОСНОВНЫЕ СТАДИИ РАЗВИТИЯ
НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ СВИТ
И ИХ ДИАГНОСТИКА

Более чем вековая история изучения нефтегазоносных бассейнов мира привела к заключению, что нефтематеринскими в соответствующих геологических условиях могут являться весьма разнообразные субаквальные отложения, всегда содержащие то или иное количество биогенного органического вещества (ОВ).

Почти все литофациальные типы современных и ископаемых осадков (седиментитов) содержат углеводородистое ОВ, обязательным компонентом которого являются битумоиды, содержащие микронефть ("диффузно-рассеянную нефть" И.М. Губкина). За счет концентрации микронефти образуется собственно нефть, всегда находящаяся во вторичном залегании — от микроскоплений, формирующихся иногда при аккумуляции в пустотах и трещинах из весьма малого объема материнской породы, до гигантских скоплений, образовавшихся при аккумуляции микронефти из огромных объемов материнских пород.

Все отложения, содержащие рассеянное ОВ (РОВ) и концентрированное ОВ, являются (или являлись) в той или иной мере микронефтематеринскими, обладающими (или обладавшими) нефтематеринским потенциалом — P_{HM} , под которым следует понимать способность пород генерировать то или иное количество микронефти. Ископаемые угли в этом отношении также не составляют исключения.

Широкая распространенность в стратифере ОВ с микронефтью побудила таких исследователей, как Х.Хедберг, В.А. Успенский, Н.Б. Вассоевич и др., высказать мнение, что в проблеме нефтематеринских (НМ) отложений количественная сторона обычно важнее качественной. Это заключение базировалось на повсюдности в стратифере микронефти, оказавшейся обязательным малым компонентом большей части осадочных пород. Н.Б. Вассоевич оценил кларк микронефти для континентального сектора стратиферы (КСС) в 250–350 г/м³ породы. Из этого следует, что общая масса микронефти на два порядка выше геологических запасов нефти в КСС. Для конкретных бассейнов и отдельных НМ свит эти соотношения, разумеется, могут колебаться весьма значительно.

В настоящее время очевидно, что в диагностике НМ пород и в определении: их возможной промышленной ценности важнейшее значение принадлежит величине P_{HM} . Кроме того, конечно, должны

учитываться все особенности НМ отложений и геологические условия, обеспечивающие реализацию нефтематеринского потенциала, в частности способность пород не только генерировать существенное количество микронепти, но и отдавать ее в коллекторы в количестве, достаточном для формирования промышленных скоплений (в том числе могущих представить промышленный интерес если не в настоящем, то в обозримом будущем). Иными словами, почти все собственно НМ породы способны стать нефтепроизводящими (НПЩ), если они достигнут необходимых стадий катагенетической эволюции, — это совершенно неизбежный результат их развития. Другой вопрос — промышленно-экономическая ценность тех или иных НПЩ отложений как объектов для проведения нефтепоисковых работ.

В некоторых случаях, даже несмотря на осуществление процессов генерации и отдачи микронепти в коллекторы, при крайне низком $P_{НМ}$ пород, скопления нефти, представляющие какой-либо промышленный интерес, могут не образоваться. Геологов-нефтяников давно интересует вопрос: каков нижний предел $P_{НМ}$ пород, не позволяющий рассчитывать на нахождение скоплений нефти, которые не будут иметь промышленного значения ни сейчас, ни в будущем? Ответить на этот вопрос очень трудно, и вряд ли он может быть дан в общем виде, без учета в каждом конкретном случае всех индивидуальных особенностей НМ отложений и условий их геологического развития, ибо одна и та же НМ свита с определенным $P_{НМ}$ в разных условиях может обусловить или не обусловить формирование промышленных скоплений.

И все-таки некоторые крайние случаи НМ пород с почти нулевым $P_{НМ}$, развитие которых никогда не приводит к образованию промышленных скоплений нефти, можно назвать. К ним относятся, вероятно, почти все красноцветные осадки резко окислительных фаций, содержание сильно окисленного РОВ в которых составляет от 0,00п — 0,0п до 0,1%. Другой достоверный пример такого рода, изученный С.Г. Неручевым с соавторами [Неручев и др., 1977], — морские терригенные осадки среднего карбона, переслаивающиеся с промышленно угленосными отложениями Донбасса. Содержание существенно гумусового (арконового) РОВ в глинистых материнских породах составляет от десятых долей до 1%; водорода в РОВ не более 3,5–4%. Изучение материнских пород на грациях катагенеза от МК₁ до АК₃ показало, что в РОВ материнских пород, хотя и слабо, но осуществилась генерация микронепти, а затем и ее первичная миграция в коллекторы, как в обычных нефтегазоносных бассейнах (на грациях МК₂–МК₃). Об этом свидетельствуют не только закономерности изменения РОВ материнских пород, но и нередко встречающиеся в породах (на грациях МК₂–МК₃) битумо- (в том числе и нефте-) проявления. Низкий, почти нулевой $P_{НМ}$ пород обусловил генерацию и миграцию микронепти в столь малых количествах на огромный объем осадков, что привело к образованию лишь микроскоплений нефти, имеющих чисто минералогический интерес. В этом случае превраще-

ние НМ отложений в НПШ явно не привело к образованию скоплен- ний нефти, которые имеют или когда-либо в будущем могут приоб- рести промышленное значение.

В то же время в других случаях при той же и даже меньшей концентрации РОВ в материнских породах, в среднем не более 0,1–0,2%, они реализуют свой потенциал с образованием значительных скопленений нефти. Примером являются сероцветные морские отложе- ния верхнего докембрия – нижнего кембрия юга Сибирской платфор- мы, изученные Ю.М. Шуменковой и Д.И. Дроботом [Дробот и др., 1974].

Однако это низкое содержание $C_{орг}$ относится к остаточному ОВ, оставшемуся в породах после главной фазы нефтеобразования (ГФН). Это следует помнить! Если учесть, что начальный тип ОВ в те времена мог быть в основном только сапропелевым (алино- вым), то можно допустить, что начальное содержание $C_{орг}$ состав- ляло 0,5–0,6%, если не больше.

Таким образом, при одинаковой степени катагенеза и одинаково низкой остаточной концентрации РОВ (0,1–0,2%) материнские породы с арконовым (гумусовым) РОВ не обусловили, а с алиновым (сапропелевым) РОВ – привели к образованию промышленных залежей.

Каковы соотношения в стратифере этих двух крайних основных типов ОВ или, как предложено именовать их по-новому, – *седика- литов* с содержанием алинового начала ($СК_{ал}$) и седикахитов с преобладанием арконового начала? Прежде чем ответить на этот вопрос, необходим небольшой понятийно-терминологический экскурс.

"Сапропелевый" тип ОВ обязан в основном низшим растениям.

В составе концентрированных типов, в сапропелитах, углепетрог- рафы отмечают преобладание *альгинита* (само название которо- го говорит о его водорослевой природе). В рассеянных разнос- тях они констатируют дисперсное смешанное вещество ("миксти- нит"), свободное и/или сорбированное. Биогеохимики установи- ли, что сапропелевое вещество слагается из: 1) панлипоидинов (полимеров липидной и/или липоидной природы) и 2) амикагинов ("меланоидинов" – углеводно-белковой природы). Первая состав- ная часть характеризуется большой ролью алифатических и/или алициклических структур. Прибегая к акронимам и аббревиату- рам, вещества, для которых характерны эти молекулярные струк- туры, можно соответственно именовать *алфинами* (алфиновые седикахиты – $СК_{алф}$) и *алицинами* (алициновые $СК_{алц}$), а их вместе – *алинами* (алиновые кахиты – $СК_{ал}$).

Хотя алиновое вещество обычно встречается вместе с амика- гиновыми, входя в общие с ним макромолекулы "керогена", ста- ло привычкой говорить просто о $СК$ алинового типа и обозна- чать это как $СК_{ал}$. Это следует учитывать и не ставить знак равенства между "сапропелевым" типом ОВ и алиновым ($СК_{ал}$), как часто делается. Правильней "сапропелевое" и подобное ему ОВ обозначать $СК_{ам-ал}$ или $СК_{ал-ам}$ (в зависимости от того, что преобладает), короче – $СК_{амл}$ и $СК_{алм}$.

"Гумусовый" тип ОВ образуется за счет лигнино-целлюлозной клеточной ткани высших растений. Он характеризуется, почти по единодушному мнению биогеохимиков, конденсированной ароматической структурой, сокращенно названной *арконовой* ($СК_{ар}$). Углеводы и белки — обязательные компоненты всех живых клеток. Поэтому амикагины ("меланоидины") обычно сопутствуют арконам и поэтому же нельзя считать синонимами "гумусовое" и арконовое ОВ, как это стало входить в привычку. Во всяком случае, надо помнить, что когда говорят об $СК_{ар}$, то обычно имеют в виду $СК_{ам-ар}$ или $СК_{ар-ам}$ (реже, или сокращенно, $СК_{амр}$ или $СК_{арм}$).

Конечно, между амикагинами (именуемыми О.А. Радченко "гумоидными веществами") в озерно-морском "сапропелевом" ОВ и в наземно-болотном "гумусовом" ОВ существует значительное различие. Долгое время щелочную вытяжку из сапропеля называли *гуминовыми кислотами*, а после установления их отличия от собственно гуминовых кислот из торфа ее переименовали в *сапрокислоты*, или *сапропелевые кислоты* (Н.М. Караваяев). Эти последние в какой-то мере химически тяготеют к алиновому типу кахитов, в то время как гуминовые кислоты из торфа, бурых углей и т.д. в некоторой мере близки к арконовому типу кахитов. Это в известной степени оправдывает использование аббревиатуры $СК_{ар}$ для наименования "гумусового" ОВ, а $СК_{ал}$ — "сапропелевого".

В природе преобладает ОВ как сапропелевого, так и смешанного состава — сапропелево-гумусового или гумусово-сапропелевого. По новой терминклатуре, находящейся еще в стадии становления, для смешанных типов СК намечаются такие обозначения: $СК_{ар-ал}$ (точнее были бы такие индексы — $СК_{ар-ам-ал}$ или $СК_{армл}$; $СК_{ар-ал-ам}$, или $СК_{арлм}$), в случае преобладания алинового начала; $СК_{ал-ар}$ (или точнее — $СК_{ал-ам-ар}$, или $СК_{алмр}$; $СК_{ам-ал-ар}$ или $СК_{амлр}$) — в случае превалирования конденсированной ареновой структуры в макромолекуле "керогена".

Для механической смеси обоих автономных типов ОВ — алинового и арконового, не связанных между собой химически, А.И. Конюхов предложил аббревиатуры $СК_{ар}^{ал}$ при преобладании "гумусового" начала над "сапропелевым" и $СК_{ал}^{ар}$ — при обратном соотношении. Более подробную информацию об этом можно найти в статье группы сотрудников кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ [Вассоевич и др., 1977].

В заключение к данному экскурсу следует упомянуть об еще одном типе ОВ (СК) из числа трех выделенных в начале нашего века немецким геологом и ботаником Г. Потонье, а именно — о *литобиолитовом*. Он обязан своим существованием наиболее стойким против микробиохимических воздействий частям высших растений (споры, пыльца) и создаваемым ими веществами, в основном защитным (кутикула, смолы). Все эти вещества и продукты их изменения, возникающие при фоссилизации, за ру-

бежом обычно именуют *экзинитом*. У нас они получили, благодаря И.И. Аммосову, более удачное название *лейптинита* (L), вошедшее в ГОСТ и получившее широкое распространение.

Входящие в эту группу микрокомпоненты лишь изредка образуют концентрированные седиакхиты, но иногда составляют существенную примесь в других типах СК, в частности в углях гумусового типа. Например, в нижнекарбонových углях Донбасса часто на долю лейптинита приходится 20%. По своим химическим свойствам эта группа (L) тяготеет к сапропелевому типу ОВ (это было отмечено еще Г. Потонье) и может быть отнесена к СК_{ал}.

К числу наиболее распространенных микрокомпонентов, входящих в лейптинитовую группу, относятся *спорополенин* (с химической точки зрения – продукт окислительной конденсации каротиноидов) и *кутинит* [в их состав входят спирты общей формулы $\text{HO}-(\text{CH}_2)_n-\text{CH}_2\text{OH}$]. Первый из них, содержащий гидроароматические элементы в своей молекулярной структуре, уступает по своему П_{нм} алиновому типу СК, а второй, кутинит, наоборот – превосходит (таблица).

Общая масса СК в стратифере, выраженная в $S_{орг}$, составляет $n \cdot 10^{16}$ т (где $2 > n > 3$) при кларке 0,5% $S_{орг}$ (для континентального сектора он около 0,6–0,65%, для океанического – 0,4% или несколько меньше). Большая часть этой массы находится в рассеянном состоянии – на РОВ (РСК) приходится на два порядка больше, чем на концентрированное – на угли и горючие сланцы (семикаустобиолиты). Большая же часть СК относится именно к “сапропелевому” типу. Это объясняется тем, что: 1) акватории занимали в прошлом, как и в настоящее время, площадь в 2–3 раза большую, чем суша; 2) в акваториях основным источником ОВ (СК) в осадках всегда был планктон со свойственными ему алиновыми структурами; 3) биопродуктивность планктона намного, на два порядка, выше биопродуктивности суши, являющейся источником арконовых кахитов; 4) условия для фоссилизации отмершего живого вещества (некромы) в водной среде несравнимо лучше, чем в субаэральной обстановке¹.

Кроме того, конечно, не следует забывать, что собственно гумусовое ОВ, обязанное своим возникновением тканям высшей растительности, могло появиться в истории Земли лишь к концу силура, а широкое распространение получить только к карбону.

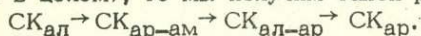
¹Исключение составляют болота, относимые к континентальной обстановке (понятие необычайно широкое!), являющиеся кладбищами наземной растительности и родиной наиболее концентрированных седиакхитов – углей. Условия болот, однако, скорее можно назвать субаквальными, чем субаэральными (“аэроаквальными”, “земно-водными”)

Состав отдельных микрокомпонентов нижекарбоновых бурых углей Подмосковного бассейна*

Тип	Компонент	A ^c , %	Элементный состав, ат. %			Коэффициенты	
			СГ	НГ	ОГ	F ₀ = Н/С	F ₁ = (Н - 2 Σ)/С
Али- но- вый Лей- пти- ни- то- вый	Альгинит	5,3	38,1	58,3	3,6	1,53	1,34
	Споры из глин	6,3	43,5	49,7	6,8	1,14	0,83
	Споры из угля	6,9	45,0	46,0	9,0	1,02	0,82
	Кутикула	4,8	36,6	58,1	5,3	1,59	1,30
	"	3,0	35,4	61,6	3,0	1,74	1,57
	"	11,4	33,3	61,7	5,0	1,85	1,55

* По Н.М. Караваеву. Степень катагенеза - ПК₂ или чуть больше. Коэффициенты вычислены авторами.

Все сказанное предопределило соотношения масс упомянутых выше типов седикахитов в осадочной оболочке нашей планеты. Если их расположить в порядке убывающей роли в балансе седикахитов в континентальном секторе (а вероятно, и вообще всей стратиферы в целом), то мы получим такой ряд:



Любопытно, что в том же порядке снижается и нефтематеринский потенциал каждого типа СК - ПСК_{НМ}. Вместе с тем, конечно, в еще большей степени падает и планетарная роль этих типов углеводородистого ОВ.

Как бы ни было соблазнительным иметь навсегда готовый рецепт для отнесения отложений к категориям нефтепроизводивших, или ненефтепроизводивших, это, по-видимому, невозможно. Лишь детальное геолого-геохимическое и историко-генетическое исследование потенциально нефтематеринской (ПНМ) свиты может ответить на этот вопрос, всегда имеющий принципиально важное значение для оценки перспектив нефтегазоносности нового объекта.

Самыми надежными признаками нефтепроизводивших (НПШ) отложений являются, как показал С.Г. Неручев, с одной стороны, регионально-распространенные следы миграции десорбировавшейся микронефти (т.е. уже собственно нефти - в ее микроконцентрациях), а с другой - закономерно направленные изменения состава РОВ и его битумоидных компонентов, свидетельствующие о совершившейся частичной, но уже существенной отдаче микронефти из материнских пород и их РОВ. К последним следует отнести различные признаки

остаточного характера битумоида и остаточного содержания битумоида в РОВ: 1) нарастание остаточности ("поокисления") битумоида вследствие ухода из него нефтяных углеводородов при увеличении глубины погружения и степени катагенеза РОВ материнских пород; 2) обеднение при этом РОВ битумоидом и, в частности УВ, особенно четко проявляющиеся после окончания ГФН, когда процессы генерации затухают, а процессы отдачи микроневти достигают максимальной интенсивности; 3) на одной подстадии катагенеза — нарастание степени остаточности битумоида и РОВ от внутренней части глинистого пласта материнских пород к коллектору, в который происходила разгрузка эмигрировавшей микроневти и 4) значительно большая остаточность, обедненность нефтяными УВ битумоида системы открытых пор материнских пород по сравнению с битумоидом, содержащимся в закрытых порах (С.Н. Белецкая). Последний показатель, к сожалению, пока еще мало используется в практических работах, хотя определение его не требует никакой особой лабораторной техники, помимо обычной, имеющейся во всех битуминологических лабораториях.

Наконец, признаком нефтепроизводивших отложений, прошедших ГФН, по мнению С.Г. Неручева, могут служить существенные изменения состава нерастворимой части РОВ материнских пород, происходящие при ее деструкции и активном образовании микроневти, — снижение содержания углерода и водорода и обогащение гетероэлементами [Неручев, 1969; Генерация..., 1976]. Это явление, установленное для сапропелевого ОВ в Западной Сибири, подтверждено работами Д.И. Дробота в соавторстве с А.Н. Золотовым и А.Э. Конторовичем по кембрию юга Восточной Сибири [Дробот и др., 1974], но не подтверждается последним по Западной Сибири [Конторович и др., 1975]. Проведенная недавно С.Г. Неручевым тщательная проверка показала, что снижение в ГФН содержания С и Н при возрастании гетероэлементов в нерастворимой части ОВ баженовской свиты Западной Сибири все-таки имеет место как в зависимости от роста глубины погружения материнских пород, так и в зависимости от роста пластовой температуры. Конечно, потребуются еще дополнительные исследования по другим объектам, чтобы проверить универсальность этого признака НПС отложений, вполне оправданного с теоретических позиций. Важность его подтверждения сомнений не вызывает — почти все остальные признаки, помимо этого, основаны на выявлении особенностей остаточного состава синбитумоидов и остаточного содержания их в РОВ; диагностика же синбитумоидов и эпибитумоидов не всегда бывает достаточно четкой.

В ряде классификаций НМ пород и/или их диагностик, в частности в схеме Дж.Филиппи [Philippi, 1957], полностью игнорирована стадийность развития НМ отложений, их эволюция в процессе литогенеза, хотя соответствующая схема впервые была опубликована Н.Б. Вассоевичем еще в 1954–1955 гг., согласно которой "... рассматривать нефтематеринские отложения нужно не только

в литолого-геохимическом плане, но и в историко-геологическом и геотектоническом. Нефтематеринские отложения проходят в своем развитии ряд стадий. Первоначально они являются материнскими только в отношении рассеянной в породах микро нефти. При одном ходе геологических событий они могут надолго остаться на этой стадии, а в дальнейшем даже вообще быть уничтоженными денудацией. При другом ходе событий они попадают в более глубокую часть зоны катагенеза, где становятся материнскими уже в отношении микро нефти, т.е. капельно-жидкой нефти.

Ряд диагностических признаков является общим для обеих стадий еще недозревших (юных) или потенциально-нефтематеринских и для стадии уже созревших (нефтепроизводящих)" [Вассоевич, 1955, с. 361].

Диагностирование НМ отложений, как и любое их изучение, должно вестись с обязательным учетом их стадийного развития, в процессе которого многие признаки НМ пород претерпевают существенные изменения. Необходимо всегда правильно сочетать синхронный и диахронный подходы и не нарушать принцип *ceteris paribus*. Большая часть сведений о НМ породах без указаний, какой градации или хотя бы подстадии катагенеза они достигли в своей прошлой геологической истории, иногда полностью теряет свою информационную ценность. Порой такая неполнота сведений обуславливает даже дезинформацию (как в случае классификации Дж. Филиппи [Philippi, 1957]). Подразделение НМ пород лишь на основе содержания в них УВ на бедные, хорошие, очень хорошие и т.д., без учета каких-либо других признаков - строения разреза, литолого-геохимических особенностей, стадийности катагенетического развития, времени осуществления процессов нефтегазообразования и т.п. - не имеет никакой пользы и может привести лишь к ошибочным заключениям. Низкое содержание УВ не может само по себе считаться признаком "бедных" НМ пород, не представляющих практического интереса для прогноза нефтеносности. Оно может отмечаться как в действительно "бедных" НМ породах, так и в НМ породах, еще не испытавших мезокатагенез и не вступивших в ГЗН (хотя они могут относиться к превосходным НМ породам, как, например, кукерсит в Прибалтике), а также в породах с уже истощенным НМ потенциалом, которые давно прошли ГФН и ГФГ.

Как с теоретической (генетической), так и с практической (нефтепоисковой) точек зрения следует различать четыре основных этапа развития НМ отложений.

1. Этап потенциально нефтематеринских (ПНМ) отложений, еще не прошедших подстадию (зону) протокатагенеза - ПК (она соответствует бурогольному этапу углефикации). ПНМ породам отвечает начальный, или исходный $\Pi_{НМ}$ (начальный $\Pi_{НМ}$). РОВ НМ пород обычно содержит незначительное количество битумоида и углеводородов; величина $\Pi_{НМ}$ в основном определяется концентрацией и составом преобладающей нерастворенной части РОВ, могущей генерировать микро нефть на последующих этапах катагенеза.

На этом этапе наблюдается медленное и незначительное обогащение РОВ битумоидом, а в его составе — УВ частично в результате относительного обогащения при потере массы РОВ вследствие выделения других образующихся летучих продуктов (CC_2 , H_2O , N_2 , H_2S , CH_4 , NH_3), а частично — вследствие начинающихся, но еще слабо протекающих процессов мягкого термоллиза РОВ. Первично-миграционное перераспределение микронефти в материнских породах осуществляется еще весьма слабо.

2. Этап *нефтепроизводящих* (НПЩ) *отложений*, обусловленный вступлением их в зону с температурой выше $60-80^\circ C$ (вплоть до $170-180^\circ C$). Во времени этот этап связан с главной фазой (ГФН), а в пространстве — с главной зоной (ГЗН) нефтеобразования. Протекает на грациях $МК_1$, $МК_2$ и $МК_3$ мезокатагенеза.

Некоторые исследователи, наши и зарубежные, подразделяют этот этап на три подэтапа, а зону — на три подзоны: верхнюю — $ГЗ_{ВН}$, или $ГЗ_{1Н}$ (соответствует началу ГФН — нГФН), среднюю — $ГЗ_{СН}$, или $ГЗ_{2Н}$ (отвечает максимуму ГФН — мГФН) и нижнюю $ГЗ_{НН}$, или $ГЗ_{3Н}$ (соответствует затуханию ГФН — зГФН).

Во время первого и второго подэтапов в результате бурно развивающихся процессов термодеструкции РОВ НМ пород быстро и значительно обогащается битумоидными компонентами, в том числе и нефтяными УВ в основном вследствие их новообразования. Одновременно с генерацией возрастает и интенсивность первично-миграционных процессов перераспределения и выноса нефтяных УВ из материнских пород. Однако скорость генерации микронефти еще превышает скорость первично-миграционного выноса нефтяных УВ из материнских пород, в результате чего максимум проявления ГФН характеризуется максимальным обогащением РОВ микронефтью. Третий подэтап — затухания ГФН — характеризуется обычно резким и быстрым истощением РОВ материнских пород битумоидом, в том числе и нефтяными УВ, в результате того, что скорость эмиграции микронефти из материнских пород начинает заметно превышать скорость затухающего процесса генерации.

В некоторых случаях, например при неблагоприятном строении разреза НМ отложений — наличии мощной глинистой толщи НМ пород, лишенной коллекторов, в которые могли бы легко разгружаться образующиеся нефтяные УВ, — подэтап затухания ГФН может не сопровождаться заметным истощением РОВ материнских пород битумоидом и микронефтью. В таких случаях процесс первичной миграции микронефти из материнских пород происходит более слабо и протекает постепенно на последующих этапах катагенетической эволюции НМ отложений, "растягиваясь" во времени. На специфику протекания этого этапа влияют, безусловно, и другие факторы, например генетический тип и концентрация РОВ. При содержании в НМ породах существенно "гумусового" (арконового) РОВ наблюдается запаздывание развития ГФН. Влияют на нее, вероятно, также величина геотермического градиента, скорость погружения осадков, литолого-геохимические особенности нефтематеринских пород и т.п.

Процессы газообразования, судя по имеющимся экспериментальным данным и теоретическим расчетам, протекают на этом этапе, по мнению С.Г. Неручева, разделяемому не всеми, еще слабо.

Нефтематеринский потенциал отложений, начавших его реализовывать при вступлении в ГЗН, всегда является уже в какой-то мере остаточным — *остаточный* P_{HM} (ост. P_{HM}). Его следует дифференцировать, оценивая ориентировочную долю нереализованного потенциала (например, ост. $1/3 P_{HM}$, или ост. $50\% P_{HM}$ и т.п.). Общепринятых методов оценки ост. P_{HM} пока не имеется; ниже мы остановимся на этом вопросе более подробно.

3. Этап *бывших, почти исчерпавших* себя НМ *отложений* (БНМ) с почти нулевым нефтематеринским потенциалом, но обладающих еще значительным газоматеринским потенциалом. На этом этапе РОВ материнских пород наиболее быстро теряет при деструкции водород вследствие начинающихся и происходящих с большой интенсивностью процессов газообразования. В составе образующихся и эмигрирующих из материнских пород газов преобладают УВ, а среди последних — метан, при любом, в том числе и "сапропелевом" (алиновом), типе РОВ в материнских породах. Преобладание в образующихся летучих продуктах деструкции РОВ углеводородного газа и его значительное количество по сравнению с образующимися на предыдущих этапах позволило С.Г. Неручеву и Е.А. Рогозиной этот этап развития НМ отложений выделить как *главную фазу газообразования* (ГФГ), которой в пространстве отвечает *главная зона газообразования* (ГЗГ). Он соответствует грациям катагенеза $MK_4 - AK_2$ (коксовой — полуантрацитовой стадиям углефикации).

На этом этапе вместе с интенсивно образующимся и эмигрирующим из материнских пород углеводородным газом еще продолжают выноситься, по-видимому, в газовом растворе, и нефтяные УВ, вследствие чего истощение РОВ микронептью достигает максимального предела. Преобладание в эмигрирующей системе углеводородного газа, в основном метана, содержащего ретроградно растворенные нефтяные УВ, при высоких температурах и давлениях способствует образованию в зоне проявления ГФГ в основном газоконденсатных и газовых залежей. Образовавшиеся на предыдущем этапе нефтяные залежи, попавшие при продолжающемся погружении осадков в зону проявления ГФГ, в значительной степени пополняются газами, что может приводить в конечном итоге в вытеснению нефти из ловушек газом, к разрушению ранее сформировавшихся нефтяных залежей, к замене их в таких ловушках газовыми и газоконденсатными скоплениями — продуктами последнего этапа генерации при термической деструкции РОВ БНМ пород.

4. Этап *бывших, исчерпавших себя* НМ *отложений* (БНМ) с нулевым нефтематеринским и почти нулевым газоматеринским (P_{GM}) потенциалом соответствует вступлению БНМ пород из зоны катагенеза в зону метагенеза. Остаточное после прошедших процессов термодеструкции углеродистое ОВ пород уже содержит очень

мало водорода, азота, кислорода и серы — элементов, могущих сформировать летучие соединения метаморфического ряда, но все же постепенно теряет и их при образовании углеродной кристаллической решетки графита. Процесс преобразования ОВ перестает быть автономным, как это имело место на предыдущих этапах катагенетической эволюции. При высоких температурах (до 350–360°C) дисперсное ОВ пород начинает взаимодействовать с имеющимися в них окислами металлов, в основном железа, по типу доменного процесса. Восстановление окислов металлов за счет окисления углеродистого ОВ БНМ пород обуславливает интенсивное образование большого количества углекислоты. Наблюдающееся при росте степени метаморфизма пород направленное снижение концентрации $S_{орг}$ при одновременном возрастании восстановленности железа в породах подтверждает реальность этого процесса. Подтверждением являются также и значительные по размерам в высокотемпературных районах газовые залежи, содержание углекислоты в которых достигает 80–90%. Не только нефтематеринский, но и газоматеринский потенциал ОВ и содержащих его пород на этом этапе уже полностью исчерпывается.

Следует различать нефтематеринский потенциал содержащегося в породах органического вещества (седикахитов — $ПСК_{НМ}$) и нефтематеринский потенциал пород ($П_{НМ}^{пор}$). Первый является функцией молекулярной структуры, которая определяет способность СК образовывать в ходе катагенеза большее или меньшее количество нефтяных УВ. Второй ($П_{НМ}^{пор}$) является функцией "произведения" молекулярной структуры СК на их концентрацию в породе, что определяет способность материнской породы генерировать в ходе катагенеза большее или меньшее количество нефтяных УВ на единицу веса или объема породы.

Полезно, вероятно, ввести также понятие о суммарном потенциале (как начальном, так и остаточном) нефтематеринской свиты, который должен являться "произведением" молекулярной структуры СК на его концентрацию в породе и на объем материнских пород.

Начальный $П_{НМ}^{пор}$ определяется прежде всего условиями седиментогенеза и диагенеза — качеством ($ПСК_{НМ}$) и количеством захороняющихся в осадках седикахитов, зависящих от типа исходных организмов и продуктов их посмертного преобразования.

Для суждения о $ПСК_{НМ}$ ($П_{НМ}^{ОВ}$) предлагалось использовать данные об элементном составе СК (ОВ). При этом в основном наибольшее значение придавалось содержанию водорода, так как именно оно, в сущности, во многом и определяло нефтегенерирующие способности ОВ. В частности, широко использовалась величина отношения Н/С. Однако еще А.Ф. Добрянский в 1962 г. справедливо заметил, что эта величина (рассматривавшаяся им в аспекте разграничения горючих ископаемых "гумусового" и "сапропелитового" типов) может приводить к ошибочным заключениям, поскольку при

одном и том же значении Н/С вещество может содержать совершенно различные количества гетероэлементов. Он предложил поправку, учитывающую содержание С, S и N, однако не очень удачную. Формула стала выглядеть в упрощенном виде (все гетероэлементы "пересчитаны" на кислород) таким образом:

$$K_D = (C - 3/16 \cdot O) / (H - 1/16 \cdot C) \text{ (весовое содержание).}$$

Как показал И.Е. Лейфман (см. статью Н.Б. Вассоевича и И.Е. Лейфмана в наст. сб.), значения этого соотношения достаточно различны для сильно обуглероженных седикахитов и довольно близки для мало или вовсе необуглероженных, обогащенных кислородом образований. В результате близкие значения K_D получаются для соединений с разной молекулярной структурой, например у целлюлозы и некоторых сапропелитов.

Недавно был предложен [Вассоевич, Лейфман, 1977] другой, безусловно лучший коэффициент, быть может даже самый лучший из числа основанных на элементном составе, но также ограниченного значения (более полноценными коэффициентами могут быть лишь такие, которые основаны на данных о молекулярном составе седикахитов):

$$F_1 = [H - 2 \cdot (O + N + S)] / C \text{ (атомные соотношения).}$$

Этот коэффициент можно назвать "перестраховочным", так как он рассчитан, так сказать, с наибольшим "запасом прочности", — с допущением, что все гетероэлементы, эти "ингибиторы" нефтегазоматеринских свойств ОВ (СК), уносят с собой водород — самый важный элемент, являющийся в полном смысле слова *нефтетвором*.

Осуществленные И.Е. Лейфманом, Н.Б. Вассоевичем и Н.В. Лопатиным расчеты показали, что при величине $F_1 \geq 0,7$ кахиты безусловно обладают нефтематеринским потенциалом. Следует подчеркнуть, что делать обратное заключение (т.е. утверждать, что при $F_1 < 0,7$ кахиты не обладают $P_{НМ}$) ни в коем случае нельзя. Как показано в статье Н.Б. Вассоевича и Н.В. Лопатина [1977], данные о валовом элементном составе СК являются *осредненными*, относящимися к СК в целом. Между тем СК может представлять собой *смесь* кахитов разного типа, с *разными значениями* F_1 . И может случиться, что "... преобладающая масса с низким F_1 снивелирует присутствие небольшого количества благородного СК с высоким F_1 . Например, если в сложении СК главенствующую роль играют арконы (витринит — в углях), а на алины приходится лишь, предположим, 10%, то F_1 может оказаться меньше нижнего предела (0,7). Между тем эти 10% алиновых СК, безусловно, способны генерировать нефть" [Вассоевич, Лопатин, 1977, с. 20 и 23].

И еще одно замечание к коэффициенту Вассоевича-Лейфмана — в ряде случаев надо обязательно учитывать, что величина F_1 неук-

ленно изменяющаяся в процессе литогенеза (начиная с биохимических компонентов живого вещества и кончая апокатагенезом), не обязательно при этом уменьшается. На самых ранних этапах существования седикахитов (включая сюда и само возникновение их), F_1 (например, для некоторых биополимеров) может быть меньше той величины, которую он приобретает позже, когда биополимер станет геополимером.

Это обстоятельство еще раз подтверждает необходимость все же принимать во внимание и то вещество (особенно его биогеохимические компоненты), еще юные кахиты, для которого величина F_1 , вычисленная по их элементному составу, окажется (из-за повышенного содержания гетероэлементов) ниже 0,7.

Конечно, для уверенного суждения о P_{HM} надо располагать комплексом показателей — химических, петрографических и геологических. Нельзя забывать, как это еще нередко случается, и о минеральной части породы. А.М. Акрамходжаев и Н.Б. Вассоевич в своем сообщении на Всесоюзном литологическом совещании в 1968 г. указали: "Нефтематеринский потенциал (P_{HM}) пород зависит в значительной мере от минерального состава глин. Благоприятно присутствие разбухающих глинистых минералов, в первую очередь группы монтмориллонита, а также смешаннослойных минералов. Весьма впечатляющей является диаграмма К. Уивера (Weaver, 1958). Эта диаграмма воспроизведена в монографии Т.Т. Клубовой (1965); она иллюстрирует прямую зависимость между первоначальными запасами нефти в тех или иных геологических системах (начиная с кембрийской) и содержанием в них разбухающих глин" [Акрамходжаев, Вассоевич, 1970, с. 91]. Проблема соотношения минеральной и кахитовой ("органической") подсистем в системе нефтематеринской породы очень интересна и вполне заслуживает особого рассмотрения.

Остаточный нефтематеринский потенциал — ост. $P_{HM}^{пор}$ ($P_{HM}^{пор}$) определяется величиной начального $P_{HM}^{пор}$ ($P_{HM}^{пор}$) и степенью его реализованности в ходе катагенеза нефтематеринских отложений. До начала ГФН и развития первичной миграции величина нач. $P_{HM}^{пор}$ ($P_{HM}^{пор}$) остается постоянной и может быть принята для любого изучаемого объекта за единицу. Развитие процессов генерации и одновременно первичной миграции нефтяных УВ приводит на последующих этапах катагенеза к уменьшению $P_{HM}^{пор}$ ($P_{HM}^{пор}$). О первично-миграционной потере нефтяных УВ из материнских пород принято судить по величине коэффициента нефтеотдачи (коэффициента эмиграции) нефтематеринских пород, понятие о котором введено С.Г. Неручевым [1962]. Им же даны и формулы для количественного определения этого коэффициента, показывающего, какая доля от образовавшегося количества микронепти потеряна материнскими породами в коллекторы [Неручев, 1962, 1969]; Судя по опыту многих исследователей, величина коэффициента нефтеотдачи составляет обычно от 0,03–0,05 перед началом и в начале ГФН и возрастает затем до 0,8–0,9 — на грациях катагенеза МК₅ — АК₂. Принимая началь-

ную величину $P_{\text{НМ}}^{\text{СК}}$ ($P_{\text{НМ}}^{\text{ПОР}}$) за единицу и определяя величину коэффициента нефтеотдачи, для любого изучаемого объекта на данной стадии катагенеза можно вычислить величину относительного остаточного $P_{\text{НМ}}^{\text{СК}}$ ($P_{\text{НМ}}^{\text{ПОР}}$) как разность: ост. $P_{\text{НМ}}^{\text{СК}}$ ($P_{\text{НМ}}^{\text{ПОР}}$) = $1 - K_{\text{ЭМ}}$. Опыт изучения НМ отложений в различных бассейнах СССР показывает, что при росте степени катагенеза от ПК до МК₅-АК₂ величина остаточного $P_{\text{НМ}}^{\text{ПОР}}$ обычно снижается от $1 - 0,95$ до $0,1$.

Таким может быть один из возможных путей определения относительного нефтематеринского потенциала ОВ и материнских пород отдельно рассматриваемой НПШ свиты.

Однако при оценке перспектив нефтегазоносности различных отложений в пределах одного бассейна, а тем более при сравнительной оценке перспектив нефтегазоносности различных бассейнов, или их частей, весьма важно уметь объективно сравнивать $P_{\text{НМ}}$ различных нефтематеринских свит, которые содержат РОВ разного генетического типа при весьма изменяющейся его концентрации в породах.

Это можно сделать, если ввести понятие об абсолютном нефтематеринском потенциале, который следует определять как количество микронефти, могущей образоваться в единице объема или веса нефтематеринских пород. Необходимо выбрать удобную единицу для измерения абсолютного $P_{\text{НМ}}^{\text{ПОР}}$ и дать ей специальное наименование и обозначение (например, ВН, или VN: читать как "везн"). В качестве такой единицы удельного абсолютного $P_{\text{НМ}}^{\text{ПОР}}$ нами предлагается количество микронефти в миллионах тонн, которое может образоваться в 1 км^3 материнских пород, содержащих 1% СК алинового типа. По данным С.Г. Неручева [Генерация..., 1976], существенно алиновое РОВ способно генерировать 7-8% микронефти от исходной в начале катагенеза массы ОВ, что составляет при 1% концентрации РОВ в породе примерно $1,8 \text{ млн т/км}^3$ (1 везн - 1VN).

Тогда, например, начальный удельный нефтематеринский потенциал глинистых пород верхнеюрской баженовской свиты Западной Сибири до начала ГФН (при средней концентрации существовавшего алинового ОВ 7%) будет равен $P_{\text{НМ}}^{\text{Баж}} = 7,0$ единицам (7 везн), а остаточный $P_{\text{НМ}}$ на грациях катагенеза МК₄₋₅, при величине коэффициента нефтеотдачи около $0,6 - 2,8$ везн. Для сравнения укажем, что начальный нефтематеринский потенциал куонамской свиты кембрия Восточной Сибири, с учетом данных Т.К. Баженовой, можно оценить приблизительно как $P_{\text{НМ}}^{\text{Куон}} = 1,7$ везн, а остаточный, на грациях катагенеза МК₅, ост. $P_{\text{НМ}}^{\text{Куон}} = 0,33$ везн (VN). В той же шкале измерения начальный удельный $P_{\text{НМ}}^{\text{ПОР}}$ сероцветных отложений позднего докембрия - нижнего кембрия юга Сибирской платформы, с учетом данных Ю.М. Шуменковой и Д.И. Дробота, можно оценить как $P_{\text{НМ}}^{\text{V-}} \in 1 = 0,1$ везн, а остаточный, на грациях катагенеза АК₂ как $P_{\text{НМ}}^{\text{V+}} \in 1 = 0,01$ везн.

Использование этой методики определения абсолютного удельного потенциала нефтематеринских пород при ее дальнейшем усовершенствовании и уточнении представляется нам весьма полезным, особенно при сравнительной оценке перспектив нефтегазоносности различных отложений и районов.

Умножив удельный $\Pi_{\text{НМ}}^{\text{пор}}$ на объем осадков ($V_{\text{пор}}$), можно для каждой изучаемой нефтематеринской свиты получить представление о суммарном потенциале данной свиты ($\Pi_{\text{НМ}}$) и сравнить его с потенциалом других отложений. Возможность оперирования цифровыми величинами начальных и остаточных $\Pi_{\text{НМ}}^{\text{пор}}$ позволит, видимо, вводить эту полезную генетическую информацию наряду с другими геологическими параметрами в широко использующиеся алгоритмы для подсчета прогнозных запасов.

Предлагаемые представления о различных величинах начальных и остаточных $\Pi_{\text{НМ}}$ седикахитов материнских пород и нефтематеринских отложений, вероятно, не лишены некоторых недостатков, но все же открывают возможность вести сравнительно-генетическое изучение нефтегазоносных отложений и районов и оценивать их перспективы.

В дальнейшем, несомненно, аналогичную работу необходимо будет провести и по дифференциации газоматеринского потенциала седикахитов, пород и отложений, хотя сейчас это представляется еще достаточно сложным вопросом и мы не будем его касаться.

Литература

- Акрамходжаев А.М., Вассоевич Н.Б. Современное состояние проблемы нефтематеринских отложений терригенного типа. — В кн.: Состояние и задачи советской литологии. III. Доклады на секционных заседаниях VIII Всесоюзного литологического совещания. 1968 г. М.: Наука, 1970, с. 87–95.
- Вассоевич Н.Б. О нефтематеринских отложениях северо-восточного Кавказа. — В кн.: Происхождение нефти. М.: Гостоптехиздат, 1955, с. 338–364.
- Вассоевич Н.Б., Бурлин Ю.К., Конюхов А.И. и др. Сравнительный анализ постседиментационных преобразований органического вещества в морских и континентальных отложениях. — В кн.: Проблемы современной литологии и осадочных полезных ископаемых. Новосибирск: Наука, 1977, с. 51–55.
- Вассоевич Н.Б., Лейфман И.Е. Об оценке нефтематеринского потенциала. — ДАН СССР, 1977, 234, № 4, с. 884–887.
- Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. К вопросу о нефтематеринском потенциале седикахитов органического вещества осадочных пород. — В кн.: Условия образования нефти и газа в осадочных бассейнах. М.: Наука, 1977, с. 9–29.
- Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков. Новосибирск: Наука, 1976. 198 с. (Тр. Ин-та геол. и геофиз. СО АН СССР; Вып. 330). 330).

- Добрянский А.Ф. Об отношении углерода к водороду в горючих ископаемых. — В кн.: Низкотемпературные каталитические превращения углеводородов. Л.: Изд-во ЛГУ, 1962, с. 17-19.
- Дробот Д.И., Золотов А.Н., Конторович А.Э. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности докембрийских и нижнекембрийских отложений юга Сибирской платформы. М.: Недра, 1974. 160 с. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 146).
- Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
- Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1962. 224 с.
- Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1969. 240 с.
- Неручев С.Г., Филатов С.С., Белецкая С.Н. Катагенетическое превращение рассеянного органического вещества (на примере среднекаменноугольных отложений в юго-западной части Донбасса). — Геол. нефти и газа, 1977, № 4.
- Philippi G.T. Identification of oil-source beds by chemical means. — In: Geologia del petroleo: 20 th Internat. Geol. Cong., Mexico (1956), sec. 3, p. 25-38. Mexico, 1957.

О.П.Четверикова

О ВЫЧИСЛЕНИИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЭМИГРАЦИИ ЖИДКИХ И ГАЗООБРАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

При подсчете прогнозных запасов углеводородов (УВ) по геохимическим данным необходима информация о массе генерирующего органического вещества (ОВ) и о доле его, которая выделилась в виде летучих жидких и газообразных УВ. Последнюю мы называем коэффициентом эмиграции УВ и выражаем в процентах от ОВ [Четверикова, Калинин, 1976].

С.Г. Неручев [1969] и А.Э. Конторович [1976] под коэффициентом эмиграции понимают долю битумоида, выделившуюся в виде жидких продуктов, и определяют его по уравнению материального баланса в процентах от исходного вещества. Для того чтобы было возможно применять уравнения материального баланса, необходимо определить состав исходного, остаточного и эмигрировавшего битумоида.

В последних крупных обобщениях этих авторов [Генерация..., 1976; Конторович, 1976] показано, что в зоне развития нефтегазоматеринских пород до градации катагенеза МК₃ все закономерности изменения количества и состава битумоидов определяются процессами генерации, а не эмиграции битумоидов и УВ. Вместе с тем основной объем информации (около 90% всех данных) о составе нефтегазоматеринского ОВ относится именно к зоне постепенного увеличения количества битумоида в составе ОВ, обуглерожива-

ния вещества хлороформенного экстракта, повышения в его составе содержания УВ. К этой же зоне приурочены и следы перемещения битумоидов, что указывает на прохождение процессов эмиграции и необходимость учета УВ этой зоны в общем балансе.

На каждом уровне катагенеза в параметрах ОВ в целом и битумоидов имеется определенный разброс. Поскольку этот разброс свойствен ОВ даже стадии седиментогенеза и раннего диагенеза, то, очевидно, он не связан с процессами эмиграции. На одном уровне погружения вмещающих пород невозможно обоснованное выделение остаточных и исходных разностей битумоида.

По данным К.Ф. Родионовой и Т.Н. Дюжиковой [Родионова и др., 1974] для сапропелевого ОВ глинистых осадков шельфа Черного моря характерно изменение величины β^{XB} от 0,7 до 1,29, содержания углерода в хлороформенном экстракте от 74 до 78% и УВ в битумоиде от 9 до 19%. Это обычные, не очень значительные колебания параметров ОВ. Если минимальные значения принять за остаточные после эмиграции УВ, а максимальные — за исходные, то коэффициент эмиграции в долях битумоида составит 0,5, т.е. половину исходного его содержания по данным о величине β^{XB} и углерода хлороформенного экстракта и около 0,1 по данным о количестве УВ.

Примерно такие же колебания в значении параметров ОВ, не связанные с эффектом эмиграции УВ, можно наблюдать и для пород протокатагенеза и начального мезокатагенеза. Указанный разброс параметров позволяет допускать, что эмиграция в размере до 50% от количества исходного битумоида не может быть рассчитана достоверно. Если УВ выделились в таком количестве, то изменения параметров битумоида по уравнению материального баланса приведут к расчету таких же коэффициентов, какие могут быть получены только по одному размаху значений параметров. Это положение иллюстрируется данными табл. 1, где сведены параметры ОВ и битумоидов нескольких нефтегазоматеринских толщ при строгом подборе однотипного вещества в однофациальных породах, находящихся на одном уровне катагенеза.

По величине, характеризующей количество углерода в хлороформенном битумоиде пород, находящихся на стадии мезокатагенеза, часто невозможно вычислить коэффициент эмиграции, так как катагенез смолисто-асфальтеновой части и высокое (85–87%) содержание в ней углерода дают при расчете отрицательные величины. Коэффициенты, полученные при расчете по разным параметрам, различаются; этот же факт был отмечен и С.Г. Неручевым.

Очевидно, в зоне развития нефтегазоматеринских пород, где количество и состав битумоида определяются главным образом процессами генерации, правильнее за коэффициент эмиграции жидких УВ принимать величину, пропорциональную современному содержанию сингенетических УВ — μ_3 (% УВ в ОВ). Поскольку колебания в содержании УВ, как правило, составляют не менее 30%, эту величину можно условно принять за минимальный коэффициент эмиграции жидких УВ.

Таблица 1

Пределы колебаний параметров ОБ однофациальных пород и коэф-
параметров

Толща	Тип ОБ	Града- ция ката- генеза	Глубина, км	β ХБ	К
Майкопская глини- стая Центрального Предкавказья	Сапропелевый	ПК ₃	0,3-0,6	2,1-3,6	0,4
		МК ₁	2,0-3,0	5,9-8,4	0,3
Верхнеюрская кар- бонатная Амударь- инской впадины		МК ₁	2,0-2,5	4,4-5,5	0,2
		МК ₂	2,9-3,2	6,0-10,0	0,4
Вендская глинистая Московской сине- клизы		МК ₁	0,8-2,0	2,3-3,2	0,3
		МК ₂	2,8-3,0	4,6-9,0	0,5
Среднеюрская гли- нисто-алевроитовая Мангышлака	Гумусовый	ПК ₃	0,4-0,6	2,1-3,1	0,3
		МК ₁	2,5-2,7	2,0-5,8	0,6
Среднеюрская алев- ритово-глинистая Устюрта		МК ₁	1,8-2,8	1,8-3,1	0,4
		МК ₂	3,6-3,8	2,9-4,2	0,3
Среднекарбоновая глинистая Донбасса		МК ₁	2,1-2,3	0,4-0,5	0,2
		МК ₂	2,8-3,0	1,8-1,9	0,05

Примечание. $K = \frac{P_{исх} - P_{ост}}{P_{эм} - P_{ост}}$, где П - параметры: П_{исх} -
в исходном, П_{ост} - в остаточном, П_{эм} - в эмигрировавшем битумо-
идах.

Балансовые расчеты возможного выхода УВ, проведенные на
основании данных об элементном составе всего ОБ, могут дать
более обоснованные цифры. В этом случае мы рассматриваем систе-
му, которая меняется только в одном направлении: происходит
удаление продуктов катагенеза. Рассматривая состав битумоида,
мы имеем дело с подвижной системой, в которую вещество и до-
бавляется и из которой оно удаляется; очевидно, к подобным систе-
мам балансовые расчеты неприменимы. Балансовые расчеты
(В.А. Успенский), основанные на изменении элементного состава
всего ОБ, дают выход УВ. Эти величины существенно различаются

коэффициенты эмиграции (К), рассчитанные по размаху значений

С в ХБ, %	К	O+N+S в ХБ, %	К	УВ в ХБ, %	К
79-82	0,6	10-7	0,4	22-42	0,3
82-85	1,0	3-6	3,0	32-42	0,2
81-83	1,0	8-5	1,5	24-33	0,1
86-88	-	5,2	3,0	41-49	0,1
79-82	0,6	10-7	0,4	18-29	0,1
87-88	-	2-1	-	34-45	0,2
79-82	0,6	10-7	0,4	22-42	0,3
84-88	-	5-2	3,0		
83-86	3,0	7-4	1,5	19-34	0,2
84-88	-	7-4	1,5	33-35	0,03
81-84	3,0	7-4	1,5		
81-85	4,0	7-4	1,5	17-24	0,1

в зависимости от того, какой УВ принят за эмигрировавший продукт.

Имея данные о составе ОБ на последовательно сменяющихся друг
друга уровнях катагенеза и учитывая изменения в содержании эле-
ментов, можно рассчитать возможный выход УВ, причем при име-
ющейся в настоящее время системе расчетов приходится делать
два параллельных расчета: один, если предполагается генерация и
эмиграция только метана (К₁), и второй, если предполагается вы-
ход жидких УВ (К₂) с усредненной формулой C₁₀H₂₀. Следует так-
же пересчитать коэффициенты на массу конечного продукта.

Таблица 2

Расчет коэффициентов эмиграции углеводородов

Толща	Тип ОВ	Града- ция ка- таге- неза	Состав ОВ		μ_3	K_1	K_2	K_3	K_4	
			С, %	Н, %						
Майкопская	Сапропелевый	ПК ₃	69,9-70,0	6,9-7,1	0,3-0,6	1,6-2,2	4,4-6,1	0,9-1,2	1,3-1,8	
Предкавказья		МК ₁	71,0-73,7	6,6-6,9	2,2-3,1					
Верхнеюрская		МК ₁	70,7-74,6	7,0-7,4	1,3-3,0	2,2-3,8	5,8-9,3	1,2-1,7	1,7-3,1	
Амударьинской впадины		МК ₂	78,7-80,6	6,7-7,2	3,1-4,2					
Верхнедевонская		МК ₁	70,0-72,7	6,8-7,1	1,3-3,0	1,7-3,1	4,6-8,1	1,4-2,6	1,2-2,1	
Волго-Урала		МК ₂	75,2-76,9	6,4-7,0	3,5-6,5					
Силурийская		ПК ₃	66,1-69,6	6,2-6,4	0,6-0,8	0,3-0,9	1,0-2,6	0,5-1,3	0,1-0,4	
Балтийской си- неклизы		МК ₁	71,4-74,8	6,4-6,8	3,8-4,3					
Нижнемеловая		Гумусовый	ПК ₃	68,0-71,5	4,4-5,0	0,1-0,3	0,0-0,5	0,0-1,3	0,0-0,1	0,0-0,4
Туранской плиты			МК ₁	70,2-72,3	4,4-4,8	0,1-0,3				
Среднеюрская	Гумусовый	МК ₁	71,2-73,8	4,4-4,9	0,8-0,5	0,5-1,5	1,2-3,2	0,2-0,3	0,4-1,0	
Туранской плиты		МК ₂	72,4-76,0	4,2-4,8	0,6-0,5					

Примечание. K_1 - выход метана по балансовым расчетам, если предполагается генерация только метана. K_2 - выход УВ $C_{10}H_{20}$ по балансовым расчетам, если предполагается генерация и эмиграция только жидких УВ. $K_3 = \mu_3 \cdot 0,4$; если K_3 больше, чем K_2 , берется произвольная меньшая доля μ_3 . K_4 - выход метана с поправкой на эмиграцию жидких УВ.

Поскольку в процессе катагенеза происходит эмиграция как жидких, так и газообразных УВ, то очевидно, что полученные расчетным путем коэффициенты дают представление только об области возможных значений коэффициентов эмиграции УВ. Данные табл. 2 показывают, что изменения ОВ в пределах двух градаций катагенеза позволяют рассчитать коэффициенты, колеблющиеся в узком интервале первых единиц процента. Коэффициенты максимально возможного выхода жидких УВ в сапропелевом ОВ (K_2) близки к величине μ_3 . Поскольку известно, что K_2 — величина, завышенная за счет неучета генерации метана, то очевидно, что предположение принимать за эмигрировавшие УВ около 1/3 значений величины μ_3 не противоречит балансовым расчетам, учитывающим изменение всего ОВ. Большие расхождения μ_3 и K_2 для гумусового типа ОВ, чем для сапропелевого, очевидно, указывают на меньшую генерацию жидких УВ, так как условия эмиграции не отличаются принципиально от таковых в сапропелевом ОВ. Предлагается следующий метод расчетов коэффициентов [Четверикова, Калинин, 1976]: содержание УВ и ОВ берется с коэффициентом 0,4 (учитывается бензиновая составляющая) и эта величина принимается за коэффициент эмиграции жидких УВ (K_3), затем определяется, какую часть от максимально возможного расчетного выхода жидких УВ (K_2) составляет $K_3 - K_3/K_2$.

Именно на эту долю завышен расчет возможного выхода метана K_1 , поэтому выражение $K_1 \cdot K_3/K_2$ определяет, насколько расчетный коэффициент K_1 больше истинного коэффициента выхода ме-

тана — K_4 . Окончательная формула для газа $K_4 = K_1 - \frac{K_1 \cdot K_3}{K_2}$, для жидких УВ $K_3 = \mu_3 \cdot 0,4$.

Расчет коэффициентов эмиграции для определенной толщи не может иметь большую точность; относительное отклонение в величинах этих коэффициентов, как правило, не менее 30%, а может достигать и 50%. Однако существенные различия их для разных толщ, как видно из табл. 2, заставляют пользоваться в каждом случае конкретными аналитическими данными.

Литература

- Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков. Новосибирск: Наука, 1976. 198 с. (Тр. Ин-та геол. и геофиз. СО АН СССР; Вып. 330).
- Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 248 с. (Тр. СНИИГИМС; Вып. 229).
- Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1969. 240 с.
- Родионова К.Ф., Дюжикова Т.Н., Телкова М.С., Морозова Р.М. К геохимии органического вещества морских и океанических осадков. — Тр. ВНИГНИ, 1974, вып. 158, с. 152-158.
- Четверикова О.П., Калинин М.К. О методах определения количества углеводородов, выделенных нефтегазоматеринскими породами. — Тр. ВНИГНИ, 1976, вып. 196, с. 98-111.

ОБ ОЦЕНКЕ ДОЛИ ВОДОРОДА, ОПРЕДЕЛЯЮЩЕЙ НЕФТЕМАТЕРИНСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

В проблеме нефтематеринских отложений важнейшее значение имеет оценка нефтематеринского потенциала.

Нефтематеринский потенциал fossilized органического вещества (ОВ) является функцией его молекулярной структуры, которая определяет способность к образованию нефтяных углеводородов (УВ) в ходе катагенеза пород. Критерием способности к образованию УВ может быть обогащенность fossilized ОВ водородом, связанным с углеродными атомами. Наиболее богаты этим водородом алифатические и алициклические структуры, наименее богаты — структуры конденсированных аренов. Вместе с тем доля водорода, связанного с углеродными атомами, уменьшается с ростом числа кислородных функциональных групп, особенно при переходе к полифункциональным кислородным производным (например, углеводам).

Соотношение водорода и углерода, выраженное в виде H/C , лишь в УВ отражает обогащенность водородом, связанным только с углеродными атомами.

Величина H/C в атомных соотношениях для алканов всегда выше 2 (2,1–2,05 для алканов $C_{20}-C_{40}$), для нафтеносов составляет от 2 (моноклинические) до 1,73 (пентациклические тритерпаны $C_{30}H_{52}$) и ниже для нафтеносов большей цикличности, для аренов — от 1 (бензол) до 0,64 (пентациклические конденсированные арены типа пирена) и ниже у более циклических аренов.

В органических соединениях, содержащих гетероатомы, величина H/C уже не отражает обогащенность водородом, связанным с углеродными атомами, поскольку близкие значения H/C могут быть обусловлены как водородом в группах CH_3 , CH_2 , CH , так и водородом гидроксильных (или SH , NH , NH_2) групп. При этом OH -группы не изменяют величину H/C [так, например, для C_6H_{12} и $C_6H_6(OH)_6$ отношение $H/C_{ат}$ равно 2]. Оксо-группы ($C=O$) снижают величину H/C пропорционально замене связей $C-H$ связями $C=O$, т.е. потере двух атомов водорода на каждую оксо-группу (например, H/C составляет 2,33 для C_6H_{14} , 2,0 для $C_5H_{11}CHO$ и 1,67 для C_4H_9COCHO). В целом высокие значения H/C у гетероатомных соединений (например, $H/C_{ат} = 1,67$ у целлюлозы) не свидетельствуют об обогащенности их водородом, связанным с углеродными атомами. В результате близкие величины H/C могут иметь различные по молекулярной структуре биосоединения, например полиеновые жирные кислоты, спорополленины и целлюлоза (табл. 1), такие образования, как горючие сланцы и торфы, бурые и молодые каменные угли.

С точки зрения проблемы нефтематеринского потенциала ОВ по-

Таблица 1

Соотношение водорода и углерода в компонентах растений*

Компоненты	$(H - 2 \cdot O) / C_{ат}$	$H / C_{ат}$
Воск (цетилпальмитат)	1,91	2,00
Жирные кислоты:		
C _{16:0}	1,75	2,00
C _{16:1}	1,62	1,87
C _{18:0}	1,78	2,00
C _{18:1}	1,66	1,88
C _{18:2}	1,56	1,82
C _{18:3}	1,44	1,67
Кутины (структурная единица C ₇₂ H ₁₃₀ O ₂₁)	1,22	1,81
Спорополленины (10**)	0,96-0,69	1,76-1,53
Лигнины (7**)	0,52-0,39	1,32-1,13
Древесина	0,16	1,39
Целлюлоза	0	1,67

*Для спорополленинов рассчитано по данным Г. Шоу и А. Едон [Shaw, Yeadon, 1964].

**Число родов (видов) растений.

род важна оценка того водорода, который может иметь значение в процессах нефтеобразования, т.е. не связанного с кислородом.

Поэтому возникает необходимость каким-то образом оценить роль кислорода (и других гетероатомов), для чего используют две предпосылки: потенциальный уход кислорода в виде H₂O и CO₂ (распределение кислорода между углеродом и водородом) или только в виде H₂O (учет водорода, не связанного с кислородом). Предпосылка равного (весового) ухода кислорода в виде H₂O и CO₂ реализована А.Ф. Добрянским [1962] в соотношении $(C-3/16 \cdot O)/(H-1/16 \cdot O)$ (весовое содержание), предложением для разграничения горючих ископаемых гумусового и сапропелевого типов. Как показывает рис. 1, построенный по данным А.Ф. Добрянского, значения этого соотношения достаточно различимы для сильно обуглероженных образований и довольно близки для мало обуглероженных, обогащенных кислородом образований. В результате примерно равные значения этого соотношения наблюдаются у соединений разной молекулярной структуры, например у целлюлозы и некоторых сапропелитов.

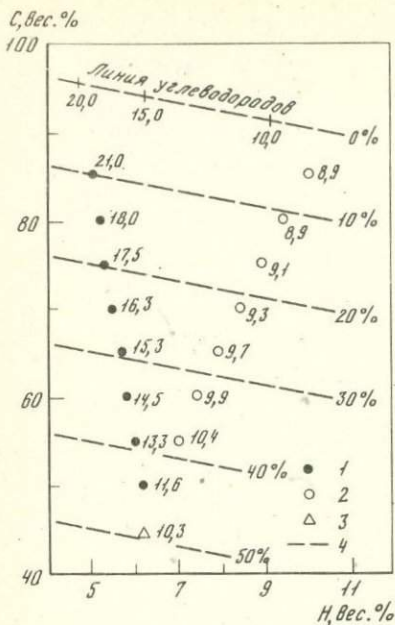


Рис. 1. Сопоставление значе- ний соотношения А.Ф. Добрян- ского $(C = 3/16 \cdot O)/(H = 1/16 \cdot O)^*$ для горючих ископаемых разного типа. Составил И.Е. Лей- фман по данным А.Ф. Добрянско- го [1962]

1, 2 — типы: 1 — гумусовый, 2 — сапропелевый; 3 — целлюло- за; 4 — изолинии содержания кис- лорода

Вторая предпосылка примене- на [Выпирахина, Аронов, 1972] для характеристики каменных углей путем определения весово- го содержания "свободного" водо- рода по формуле $H-1/8 \cdot O$. При этом фактически рассчитывается содержание водорода, не связанно- го кислородом (если бы прошел про- цесс исчерпывающей дегидратации).

Аналогичная предпосылка использована нами [Вассоевич, Лей- фман, 1977], поскольку дегидратация (включая ангидрилизацию как частный случай дегидратации) представляет собой основной про- цесс ухода водорода гидроксильных групп при образовании горючих ископаемых.

В атомных соотношениях, более информативных по сравнению с весовыми, возможный уход всего кислорода в виде H_2O отвечает уходу количества водорода, выражаемого величиной $2 \cdot O$ (следует отметить, что и оксогруппы можно представить в виде OH -групп таутомерных енольных форм). В таком случае величина $\Delta H = (H - 2 \cdot O)_{ат}$ соответствует содержанию водорода, остающегося после гипотети- ческого ухода всего кислорода в виде H_2O , а атомное соотноше- ние водорода и углерода в виде $F_1 = \Delta H / C = (H - 2 \cdot O) / C$ (ат.) [Вас- соевич, Лейфман, 1977] представляет собой удельное (на 1 атом углерода) содержание водорода, который не может быть связан кисло- родом при дегидратации. В общем случае $F_1 = [H - 2 \cdot (O + N + S)] / C$ (ат.).

Положительные значения F_1 свойственны всем соединениям, в которых отношение $H/O_{ат} > 2$, т.е. обогащенность водородом выше, чем в целлюлозе (для целлюлозы F_1 равно нулю). Сильно окислен- ные образования ($H/O_{ат} < 2$) имеют отрицательные значения F_1 . Таковы, например, гуминовые кислоты погребенных почв и некото- рых торфов, некоторые низинные торфы и пресноводные сапропели.

* Весовые доли указаны цифрами.

Таблица 2

Пределы соотношений водорода и углерода в некоторых нефтях и естественных производных нефти*

Каустобиолиты	C**	H**	O**	$[(H-2.O)/C]_{ат} = F_1$
Нефти (13***)	34,6-38,1	65,0-60,2	0,1-3,1	1,88-1,48
Асфальты:				
пластовых залежей (4)	36,9-40,7	61,8-55,2	1,3-4,1	1,61-1,16
закированных у выхода нефти (4)	36,0-39,2	62,3-58,4	1,6-4,5	1,64-1,37
жильные (4)	37,9-42,6	60,0-53,9	2,1-3,5	1,48-1,10
Асфальтиты:				
пластовых залежей (4)	36,9-41,6	59,6-52,3	3,4-6,2	1,42-0,96
закированных у выхода нефти (3)	37,0-41,4	59,8-53,0	2,3-5,0	1,46-1,07
жильные (6)	36,5-46,1	60,1-49,1	1,2-4,8	1,46-0,86
Кериты:				
жильные (10)	41,5-55,9	56,6-42,2	1,3-7,1	1,27-0,67
Антракосолиты:				
низшие (9)	60,8-68,3	36,2-29,2	0,6-4,3	0,55-0,35
средней степени метаморфизма (10)	72,4-85,9	25,9-10,5	0,5-4,9	0,31-0,04
Шунгиты (3)	91,8-96,4	6,3-2,9	0,7-2,2	0,03-0,01

* Рассчитано по данным: для нефти - Нефти СССР [1971-1974], для производных нефти - Основы... [1964].

** В ат. % - при расчете сумма гетероатомов (в вес. %) приравнена к кислороду.

*** Число образцов.

На составленном графике $[(H-2.O)/C]_{ат} - C_{ат}$ (рис. 2) различные биосоединения, горючие ископаемые и их компоненты занимают определенное место, обусловленное молекулярной структурой и характером кислородных функций (в расчетах для горючих ископаемых сумма гетероатомов в весовых процентах приравнена к кислороду).

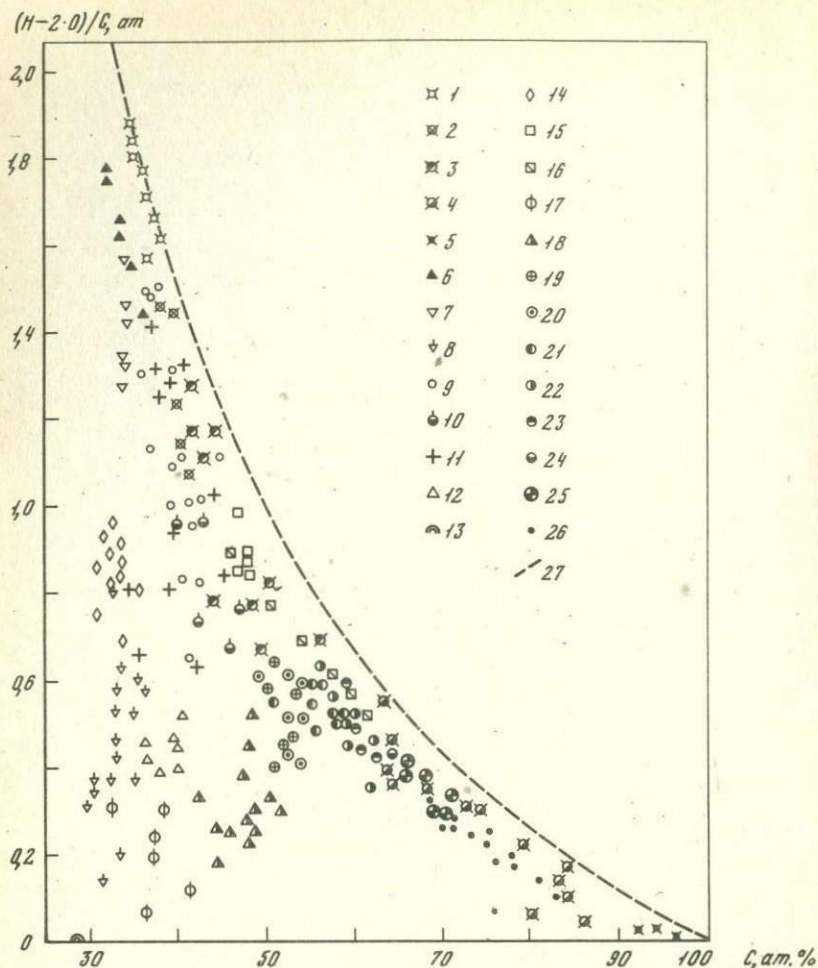


Рис. 2. Атомные отношения $[(H - 2.0)/C]$ — C горючих ископаемых, их компонентов и предшественников. Рассчитано по данным: Стадников, 1937; Добрянский, 1947; Жунко, Лаженицын, 1954; Аарна, 1959; Ван-Кревелен, Шуер, 1960; Гинзбург, 1962; Основы..., 1964; Решетко, 1964; Справочник..., 1965; Нефти СССР, 1971-1974; Казаков и др., 1973; Радченко и др., 1973; Богданова, 1975; Shaw, Yeaton, 1964

1 — нефти; 2 — асфальтиты; 3 — кериты; 4 — антракослиты; 5 — шунгиты; 6 — жирные кислоты; 7 — балхашит; 8 — сапропели озерные; 9 — сапропелиты; 10 — сапрогумолиты; 11 — горючие сланцы; 12 — лигнины; 13 — целлюлоза; 14 — споропollenины; 15 — спориниты; 16 — экзиниты; 17 — торфы; 18 — бурые угли; 19-24 — каменные угли: 19 — длиннопламенные, 20 — газовые, 21 — жирные, 22 — коксовые, 23 — отошено-спекающиеся, 24 — тощие; 25 — полуантрациты; 26 — антрациты; 27 — линия углеводородов

Высокие значения F_1 (более 0,7) характерны для таких биосоединений, как УВ, воски, жирные кислоты, кутины, спорополленины (см. табл. 1), т.е. для соединений липидно-липоидной природы. Все они содержат преимущественно водород, связанный с углеродными атомами. Относительно высоким содержанием кислорода отличаются спорополленины, имеющие наименьшие значения F_1 .

На графике ветвь высоких значений F_1 обособляет сапропели типа балхашита и куронгита, нефть и некоторые естественные производные нефти (мальты, асфальты, асфальтиты, кериты - табл. 2), а также находящиеся на грациях ПК-МК₂ сапропелиты и лейптитовые компоненты гумусовых углей (табл. 3).

Таким образом, высокие значения F_1 (более 0,7) однозначно определяют принадлежность к диагенетическим и прото-раннемезо-катагенетическим образованиям изначально липидно-липоидной природы.

Низкие значения F_1 (менее 0,6-0,7) свойственны биосоединениям лигнинно-углеводной природы - лигнинам, углеводам и состоящей в значительной мере из них древесине (см. табл. 1).

Низкие значения F_1 характерны для горючих ископаемых изначально лигнинно-углеводной природы - от торфов до антрацитов (табл. 4), включая микрокомпоненты группы витринита и фюзинита, и для обычных (не чисто альговых) озерных сапропелей, обогащенных лигнинно-углеводными компонентами (см. рис. 2).

Однако диагенетические образования (торфы и озерные сапропели) в отличие от углей обогащены обшим водородом - величина $H/C_{ат}$ составляет для торфов примерно 1,0-1,5, доля озерных сапропелей примерно 1,35-1,65 (для сравнения - у чисто альгового сапропеля-балхашита $H/C_{ат} = 1,7-1,8$).

В этой связи целесообразно оценить соотношение величин H/C и $\Delta H/C$ у разных образований, для чего И.Е. Лейфман предлагает воспользоваться диаграммой $H/C - \Delta H/C$ (рис. 3). При построении диаграммы $H/C - (H - 2 \cdot O)/C$ в расчетах для горючих ископаемых сумма гетероатомов в весовых процентах приравнена к кислороду. На диаграмме линии равных значений C, H, O (ат.%) и O/C (ат) выражены прямыми, причем изолинии углерода расположены параллельно, изолинии водорода и кислорода представлены расходящимися прямыми, а изолинии O/C параллельны линии углеводородов ($O/C = 0$). Каждая точка на диаграмме отвечает конкретным величинам C, H, O (ат.%).

На диаграмме показаны (ориентировочно) области расположения различных горючих ископаемых. Если правое поле диаграммы (F_1 выше ~0,7) занимают указанные выше образования изначально липидно-липоидной природы, то левое поле диаграммы принадлежит образованиям изначально лигнинно-углеводной природы, как обогащенных водородом (H/C выше ~1,0) диагенетическим образованиям (торфы и обычные озерные сапропели), так и обедненных им (H/C ниже ~1,0) - это бурые и каменные угли, полуантрациты и антрациты, такие естественные производные нефти, как антракосолиты и

Таблица 3

Соотношение водорода и углерода в равноуглефицированных витринитах и экзинитах*

Угли**	Витриниты					Экзиниты				
	С	Н	С	Н	(Н-2·О)/С	С	Н	С	Н	(Н-2·О)/С
	вес. %		ат. %***		ат ***	вес. %		ат. %***		ат ***
Г	81,5	5,15	53,2	40,3	0,51	82,2	7,4	46,0	49,7	0,89
ГЖ	85,0	5,4	54,1	41,3	0,59	85,7	6,5	50,5	46,0	0,77
Ж	87,0	5,35	55,4	40,9	0,61	87,7	5,85	53,9	43,1	0,69
К	89,0	5,1	57,6	39,6	0,59	89,6	5,2	57,5	40,0	0,61
ОС	90,0	4,94	58,8	38,7	0,57	90,4	4,9	59,2	38,5	0,57
Т	91,2	4,55	61,2	36,6	0,53	91,5	4,5	61,6	36,3	0,52

* Рассчитано по типичным данным состава мацералов [Ван-Кревелен, Шуер, 1960].

** Марки углей даны по содержанию углерода в витрините.

*** При расчете сумма гетероатомов (в вес. %) приравнена к кислороду.

Таблица 4

Пределы соотношений водорода и углерода в некоторых торфах, углях и антрацитах*

Каустобиолиты	С	Н	О	[(Н-2·О)/С] _{ат}
	ат. %**			
Торфы (8***)	32,5-41,2	48,4-38,9	20,3-16,7	0 -0,31
Бурые угли (15)	42,4-51,5	43,1-37,4	15,8-6,9	0,18-0,52
Каменные угли				
Д (9)	50,2-53,2	43,6-39,4	9,5-5,5	0,40-0,64
Г (10)	48,9-54,1	43,9-38,2	9,4-4,7	0,41-0,61
Ж (11)	52,7-58,8	41,4-37,6	5,9-3,2	0,48-0,60
К (11)	56,0-62,1	41,0-32,8	5,5-2,6	0,63-0,35
ОС (10)	59,0-62,6	38,9-33,7	4,1-2,0	0,59-0,42
Т (10)	60,3-65,3	36,3-32,4	4,2-2,0	0,52-0,41
Полуантрациты (10)	65,0-73,8	31,9-23,0	3,5-1,9	0,41-0,23
Антрациты (16)	68,6-82,9	29,0-14,1	4,0-1,8	0,35-0,10

* Рассчитано по данным: В.И. Жушко, Ю.Б. Лаженищина [1954] (торфы); М.В. Богдановой [1975] (бурые угли); Справочник... [1965] (каменные угли, полуантрациты и антрациты); О.А. Радченко и др. [1973] (антрациты).

** При расчете сумма гетероатомов (в вес. %) приравнена к кислороду.

*** Число образцов.

шунгиты. Анализ диаграммы показывает, что соотношение величин Н/С и ΔН/С по-другому отражает взаимное положение горючих ископаемых и их компонентов, чем соотношение Н/С-О/С (диаграмма Ван-Кревелена).

Величины F_1 возрастают в ряду торфы - бурые угли - каменные угли, достигая максимума для каменных углей марок Г-Ж-К (градации МК₂-МК₃-МК₄) и уменьшаясь далее к антрацитам. Аналогичное явление (прохождение величины F_1 через максимум) наб-

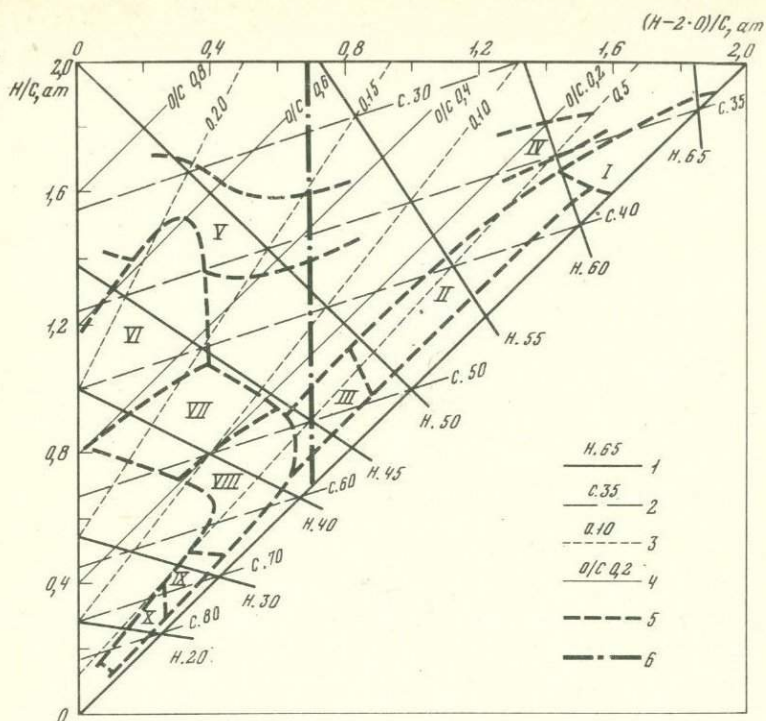


Рис. 3. Диаграмма атомных отношений H/C - $(H - 2 \cdot O)/C$ горючих ископаемых. Составил И.Е. Лейфман

1-3 - изолинии содержания: 1 - водорода, 2 - углерода, 3 - кислорода (ат. %); 4 - изолинии соотношения O/C (ат.); 5, 6 - границы: 5 - областей расположения горючих ископаемых, 6 - поля диаграммы

I - нефти; II - асфальты/асфальтиты; III - кериты; IV, V - сапропели: IV - альговые, V - озерные; VI - торфы; VII, VIII - угли: VII - бурые, VIII - каменные; IX - полуантрациты; X - антрациты

подаётся для витринитов (см. табл. 3) и фюзинитов [Вассоевич, Лейфман, 1977]. Это связано с тем, что на разных этапах углефикации протекают различные процессы изменения вещества [Ким, Летушова, 1968], - с процессами преимущественной потери кислорода связано, видимо, увеличение значений F_1 , а с процессами преимущественной потери водорода - уменьшение значений F_1 .

На величинах F_1 отражается также обогащённость водородом углей, витринитовых и фюзинитовых компонентов углей ("восстановленность", по Л.И. Сарбеевой): более обогащённые водородом разности имеют более высокие значения F_1 . Низкие значения F_1 характерны также для некоторых естественных дериватов нефти (см.

Таблица 5

Соотношение водорода и углерода в керогене древних осадков различного происхождения*

Обстановка осадконакопления	Характер ОВ	F_1
Озерная	Автохтонное	1,37-1,05 (2**)
Морская (открытая)	"	1,14-0,88 (4)
Морская	Наземного происхождения	0,54-0,16 (5)
Континентальная	То же	0,45-0,25 (4)

* Рассчитано по данным А. Хак и Б. Дюран [Нус, Durand, 1977] без учета содержания азота и серы.

** Число объектов.

табл. 2) - антраксолитов и шунгитов (продуктов катагенетических и метаморфических превращений нефти), а также для лейптинитовых компонентов углей марок Ж-Т (см. табл. 3).

Коэффициент F_1 может быть использован для ориентировочной оценки нефтеобразующей способности ОВ, так как высокие значения F_1 свойственны диагенетическим и прото-раннемезокатагенетическим образованиям изначально липидно-липоидной природы, содержащим алифатические и алициклические структуры, которые и определяют нефтематеринский потенциал ОВ. Таким образом, это соотношение лишь косвенно оценивает долю водорода, с которым связан нефтематеринский потенциал ОВ.

По существу, высокие значения F_1 характерны для многочисленной группы биосоединений, названных Н.Б. Вассоевичем в 1967 г. предшественниками УВ (пред-УВ), и продуктов их фоссилизации в породах. Это химически близкие к УВ кислородные производные, способные в условиях той или иной геохимической зоны превратиться в УВ, идентичные нефтяным. К пред-УВ можно отнести различные кислородные соединения, входящие в состав липидов и липоидов - длинноцепочные жирные кислоты и спирты, различные терпеноиды, каротиноиды, стероиды. Специфика подобных соединений связана с высоким содержанием водорода, связанного с углеродом в основном в группах CH_2 и CH_3 , и локализацией кислородных функциональных групп в определенных частях молекул (в отличие, например, от углеводов, содержащих кислород у каждого углеродного атома). Основной формой фоссилизации пред-УВ является геополлимерная форма, причем содержание кислорода в органической массе горючих сланцев, богхедов, нерастворимой части керогена рассеянного ОВ часто такое же, как в исходных поллюеновых кислотах.

Термокатализ в зоне мезокатагенеза впервые в геохимической истории ОВ создает условия для широкого превращения пред-УВ в нефтяные УВ.

В отношении нефтеобразования могут представлять несомненный интерес объекты, которые имеют значения F_1 более 0,7. Следует отметить, что, согласно расчету по данным, приведенным в книге "Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков" [1976], сапропелевому типу рассеянного ОВ отвечает величины $F_1 = 0,93$ в начале и 0,6 в конце главной фазы нефтеобразования.

Величина F_1 достаточно четко характеризует ОВ различного типа (как это видно в табл. 5): исходная высшая растительность, обогащенная лигнино-целлюлозными компонентами, определяет низкие величины F_1 в ОВ пород, связанном с ней своим происхождением.

При величинах F_1 менее 0,7 исследуемый объект не обязательно лишен нефтематеринского потенциала, так как может иметь "смешанный" характер, т.е. содержать примесь альгинитовых и/или лейптинитовых компонентов. В таком случае о нефтематеринском потенциале можно судить, только выяснив долю этих компонентов. Количество лейптинитовых компонентов в торфах (особенно верховых) и бурых углях может достигать 30%. Обычные пресноводные озерные и болотные сапропели содержат меньше, чем чисто альговые (балхашит, куронгит), геополимеров исходного липидно-липидного характера (геополимерлипоидинов). Приближенный аддитивный расчет по атомным соотношениям F_1 (см. рис. 2), если считать эти сапропели смесью геополимерлипоидинов ($F_1 = 1,5$) и углеводно-лигнинных соединений ($F_1 = 0,2$), показывает, что доля геополимерлипоидинов может составлять от половины (при F_1 около 0,8) до нескольких процентов (при F_1 около 0,2).

Таким образом, соотношение $(H - 2 \cdot O) / C_{ат}$ может быть использовано как критерий сравнительной оценки нефтематеринского потенциала ОВ, фоссилизированного в породах. Очевидно, что высокие значения этого соотношения являются надежным критерием положительной оценки нефтематеринского потенциала ОВ. Этого нельзя сказать о низких значениях F_1 , при которых для оценки нефтематеринского потенциала необходима дополнительная информация о доле альгинитовых/лейптинитовых компонентов в ОВ. При этом могут представлять интерес объекты, содержащие не более 55% ат углерода, т.е. находящиеся на этапах катагенеза не выше Г (градация МК₂), как видно на рис. 2, до углефикационного скачка основной массы вещества.

Несомненно, что для количественной оценки нефтематеринского потенциала недостаточно данных элементного состава и необходимо использование других химических и петрографических параметров ОВ, учет стадий катагенеза и процессов, происходящих при катагенетических превращениях ОВ в породах.

Литература

- Аарна А.А. Об образовании горючих сланцев Эстонского месторождения. - В кн.: Генезис твердых горючих ископаемых. М.: Изд-во АН СССР, 1959, с. 57-68.
- Богданова М.В. Зависимость химической характеристики бурых углей от факторов углеобразования. - В кн.: Метаморфизм углей и эпигенез вмещающих пород. М.: Недра, 1975, с. 29-41.
- Ван-Кревелен Д.В., Шуер Ж. Наука об угле. М.: Госгортехиздат, 1960. 303 с.
- Вассревич Н.Б., Лейфман И.Е. Об оценке нефтематеринского потенциала. - ДАН СССР, 1977, 234, № 4, с. 884-887.
- Выпирахина С.С., Аронов С.Г. О формах связи водорода в углях. - В кн.: Производство кокса, № 1. М.: Metallургия, 1972, с. 26-32.
- Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков. Новосибирск: Наука, 1976. 198 с. (Тр. Ин-та геологии и геофизики СО АН СССР; Вып. 330).
- Гинзбург А.И. Петрографическая характеристика сапропелитов и сапроугмолитов. - Сов. геология, 1962, № 8, с. 63-78.
- Добрянский А.Ф. Горючие сланцы СССР. Л.: Госгортехиздат, 1947. 232 с.
- Добрянский А.Ф. Об отношении углерода к водороду в горючих ископаемых. - В кн.: Низкотемпературные каталитические превращения углеводородов. Л.: Изд-во ЛГУ, 1962, с. 17-19.
- Жунко В.И., Лаженицын Ю.Б. Основы термической переработки топлива. М.: Госгортехиздат, 1954. 340 с.
- Казаков Е.И., Покровская Л.С., Любимова З.В. Химическое исследование сапропелей некоторых месторождений СССР. - ХТТ, 1973, № 5, с. 33-37.
- Ким Н.Г., Летушова И.А. Закономерности изменения химических свойств углей в ряду регионального метаморфизма. - В кн.: Вопросы метаморфизма углей и эпигенеза вмещающих пород. Л.: Наука, 1968, с. 106-121.
- Нефти СССР. Справочник. М.: Химия, 1971-1974. Т. 1-4.
- Основы генетической классификации битумов. Л.: Недра, 1964. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 230).
- Радченко О.А., Игнатченко Н.А., Сарбеева Л.И. К вопросу о катгенетических преобразованиях гумусового и лигнитного органического вещества. - Геол. ж., 1973, 33, № 5, с. 104-110.
- Решетко А.И. Свойства споринитов кизеловских углей. - В кн.: Геология и полезные ископаемые Урала. Тр. Свердлов. горн. ин-та, 1964, вып. 45, с. 103-112.
- Справочник по качеству и обогатимости каменных углей и антрацитов. М.: Недра, 1965. Т. 1. 204 с.
- Стадников Г.Л. Происхождение углей и нефти. М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1937. 611 с.
- Нус А.У., Durand В.М. Occurrence and significance of humic acids in ancient sediments. - Fuel, 1977, 56, N 1, 73-80.
- Shaw G., Yeadon A. Chemical studies on the constitution of some pollen and spore membranes. - Grana palynol., 1964, 5, N 2, 247-252.

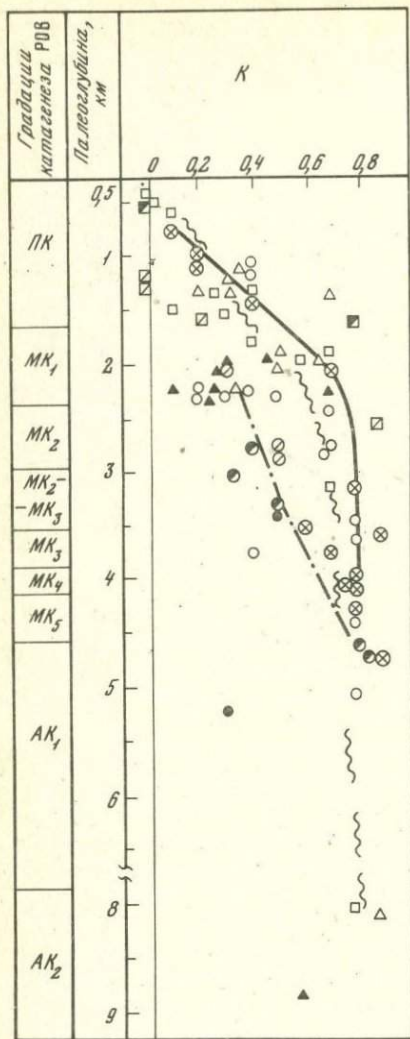
ОБ УТОЧНЕНИИ КОЭФФИЦИЕНТА ОТДАЧИ
НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
(ПО БИТУМОИДАМ ЗАКРЫТЫХ ПОР)

Для количественной оценки нефтематеринского потенциала отложений и прогнозных запасов нефти и газа широко применяются способы расчета, разработанные С. Г. Неручевым, А. Э. Конторовичем и другими исследователями [Неручев, 1962; Неручев и др., 1969; Вышемирский и др., 1971; Конторович, 1976]. В предложенных авторами формулах учитываются величины, характеризующие количество и состав сингенетических, остаточных и миграционных битумоидов. При этом обычно используются массовые битуминологические данные, получаемые путем экстракции сразу раздробленных пород, когда битумоид извлекается одновременно из системы открытых пор и изолированных участков (закрытых пор), в разной степени доступных для миграционных процессов. Естественно, что для достаточно четкой характеристики этих суммарных битумоидов требуется, как правило, значительный объем битуминологического материала по изучаемым отложениям, что вносит известные трудности при подсчете запасов в случае малоизученных районов.

Значительно больший объем информации о диагностике типа битумоидов и, главное, о количественной стороне миграционных процессов по единичным образцам пород можно получить при раздельном изучении битумоидов открытых и закрытых пор¹.

Методика раздельного получения этих битумоидов неоднократно описывалась ранее [Белецкая, Сырова, 1974; Боровая, 1975]. Суть ее сводится к последовательной экстракции одной и той же порции сначала недробленной, а затем раздробленной породы каким-либо одним растворителем, например хлороформом. Выделяемые при этом битумоиды зачастую резко различаются по генезису. Битумоид открытых пор, извлекаемый из недробленной породы, в первую очередь подвергался воздействию миграционных и других процессов, именно в открытых порах и трещинах сосредоточивался поступающий в породу эпигенетичный битумоид. Битумоид закрытых пор, получаемый после дробления породы, в силу изолированности имеет более сингенетичный состав, а его участие в миграционных процессах выражалось преимущественно в отдаче подвижных компо-

¹ Закрытыми порами мы условно называем изолированные участки поровой системы, вскрываемые дроблением породы и практически недоступные в природных условиях для поступления эпигенетичного битумоида. К закрытым порам относятся минерально-залечатанные поры, туиковые поры, заизолированные тяжелым асфальтеново-смолистым битумоидом, нерастворимым в хлороформе и т. д. Количественно закрытые поры определяются по разности между общей и открытой пористостью.



⊗ 1 Δ 2 ▣ 3 □ 4 ⊙ 5 ○ 6 ▲ 7 ⊖ 8 ■ 9

Рис. 1. Зависимость коэффициента отдачи битумоидов из закрытых пор пород от палеоглубины и степени преобразования органического вещества

1-6 — отложения: 1 — майкопские, 2 — девонские, 3 — ордовикские и пермские, 4 — силурийские, 5 — кембрийские, 6 — породы другого возраста; 7-9 — породы с перекристаллизованным карбонатным материалом (нерастворимый остаток до 30%)

нентов в систему открытых пор. Принципиальные различия этих битумоидов легли в основу количественных расчетов избытка — дефицита подвижных компонентов в битумоиде открытых пор и всего битумоида в целом.

Для битумоидов закрытых пор исследованной коллекции пород с помощью одной из формул, предложенных С.Г. Неручевым [Неручев, 1962], был рассчитан коэффициент отдачи (K) и прослежено его изменение с ростом глубины погружения отложений и катагенеза рассеянного органического вещества (РОВ).

(рис. 1). Довольно большой разброс в величине K на определенных гипсометрических уровнях, особенно в диапазоне глубин 1,5-3,0 км, объясняется разнородностью использованного геологического

материала; породы отличаются по возрасту (от протерозоя до неогена третичных отложений), по содержанию глинистого и карбонатного материала, а также по концентрации органического вещества. Но вместе с тем именно вследствие разнородности коллекции с большей долей уверенности можно говорить о фактическом отсутствии отдачи из закрытых пор до глубин погружения 0,5-0,7 км, о том, что к началу мезокатагенеза (2,5-3,0 км) практически не остается не затронутых эмиграцией битумоидов закрытых пор и что к глубине погружения порядка 4,0-4,5 км. (МК₄-МК₅ градации ка-

тагенеза РОВ) отдача почти во всех породах достигает максимальных значений 80–90% и остается далее на том же уровне. Это свидетельствует о том, что миграция из закрытых пор осуществляется в ограниченном глубинном и катагенетическом интервале (тогда как миграция из открытых пор при благоприятных геологических условиях могла иметь место практически на всех этапах погружения пород).

Если проследить изменение коэффициента отдачи из закрытых пор для однотипных отложений, то можно отметить более строгую, характерную именно для этих отложений закономерность его изменения (например, для майкопских отложений или силурийских отложений Прибалтики).

"Размыв" зоны отдачи на определенных уровнях в значительной степени обуславливается также наличием перекристаллизованных карбонатных пород, отдача из которых после перекристаллизации затруднена вследствие очень низкого содержания битумоида в закрытых порах этих пород, а также прочности карбонатного скелета. В общем случае повышенные концентрации РОВ и перекристаллизация карбонатного материала способствуют более ранней отдаче.

Зная коэффициент отдачи битумоида закрытых пор (K) конкретного образца породы и полагая, что в отдаче участвовали преимущественно углеводороды (УВ) или углеводородно-смолистые компоненты (УВС), можно реконструировать состав сингенетического битумоида закрытых пор, т.е. рассчитать, каким бы он был к моменту отбора пробы при отсутствии миграции из этих пор. Далее, сравнивая количество и состав реконструированного битумоида закрытых пор и реального битумоида открытых пор того же образца породы, по соотношению битумоидных компонентов можно выявить количество эми- или иммиграционных УВ (или УВС) в битумоиде открытых пор и в суммарном битумоиде за геологическую историю отложений. Такой расчет может проводиться по следующим формулам:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \text{УВ}_{\text{нд}, \Gamma} &= \left| \frac{\text{УВ}_{\text{д}, \Gamma} \cdot \text{СА}_{\text{нд}, \Gamma}}{\text{СА}_{\text{д}, \Gamma}} - \text{УВ}_{\text{нд}, \Gamma} \right| \\ \Delta \text{УВ}_{\text{нд}, \%} &= \frac{\Delta \text{УВ}_{\text{нд}, \Gamma} \cdot 100\%}{\text{ХБ}_{\Gamma} + \Delta \text{УВ}_{\text{нд}, \Gamma}} \quad \text{-- в случае дефицита УВ} \\ \Delta \text{УВ}_{\text{нд}, \%} &= \frac{\Delta \text{УВ}_{\text{нд}, \Gamma} \cdot 100\%}{\text{ХБ}_{\Gamma}} \quad \text{-- в случае избытка УВ} \end{aligned} \right\} (1)$$

$$\Delta УВС_{нд,Г} = \left| \frac{УВС_{д,Г} \cdot А_{нд,Г}}{А_{д,Г}} - УВС_{нд,Г} \right|$$

$$\Delta УВС_{нд,Г} \% = \frac{\Delta УВС_{нд,Г} \cdot 100\%}{ХБ_{Г} + \Delta УВС_{нд,Г}} \quad \text{— в случае дефицита УВС} \quad (2)$$

$$\Delta УВС_{нд,Г} \% = \frac{\Delta УВС_{нд,Г} \cdot 100\%}{ХБ_{Г}} \quad \text{— в случае избытка УВС}$$

$$\Delta УВ = ХБ_{д} \cdot \frac{К}{1-K} \cdot \frac{СА}{СА_{д}} + УВ_{д} \cdot \frac{СА_{нд}}{СА_{д}} - УВ_{нд} \quad (3)$$

$$K_{отд} = \frac{\Delta УВ \cdot 100\%}{ХБ + \Delta УВ}$$

$$\Delta УВС = ХБ_{д} \cdot \frac{К}{1-K} \cdot \frac{А}{А_{д}} + УВС_{д} \cdot \frac{А_{нд}}{А_{д}} - УВС_{нд} \quad (4)$$

$$K_{отд} = \frac{\Delta УВС \cdot 100\%}{ХБ + \Delta УВС}$$

где ХБ — содержание суммарного хлороформенного битумоида в г/кг породы; ХБ_{нд}, ХБ_д — содержание ХБ открытых и закрытых пор в г/кг породы; УВ, УВ_{нд}, УВ_д, УВС, УВС_{нд}, УВС_д, А, А_{нд}, А_д, СА, СА_{нд}, СА_д — содержание УВ, суммы УВ и смол (УВС), асфальтенов (А) и суммы смол и асфальтенов (СА) в ХБ, ХБ_{нд} и ХБ_д в г/кг породы; К — коэффициенты отдачи. ХБ_д (по формуле С.Г. Неручева; K_{отд} — коэффициент отдачи по УВ (3) или по УВС (4) за геологическую историю отложений.

Расчет по формулам 1 и 2 выявляет избыток-дефицит УВ или УВС в битумоиде открытых пор на основании соотношения компонентов в реальном битумоиде закрытых пор и таким образом позволяет оценить существующее состояние миграционных процессов после последней перестройки поровой структуры.

По формулам 3 и 4 с учетом реконструкции битумоида закрытых пор оценивается отдача подвижных компонентов из открытых пор или всего битумоида за геологическую историю породы, или величина примеси эпигенетичного битумоида. Так, например, в нефтеносных известняках из скважины Казанчинская, содержащих смешанный битумоид ($\beta = 61\%$), согласно проведенным подсчетам оказалось, что 53% битумоида составляет эпигенетичная примесь УВС, а рассчитанная исходная величина β составляет 29%.

Для большинства пород суммарная отдача рассчитывалась с учетом миграции только УВ. Полученные результаты (рис. 2) свидетельствуют о том, что большинство исследованных пород в той или иной мере участвовали в отдаче. Фиксируемое в настоящее время количество битумоида составляет от 10 до 60–70% от того коли-

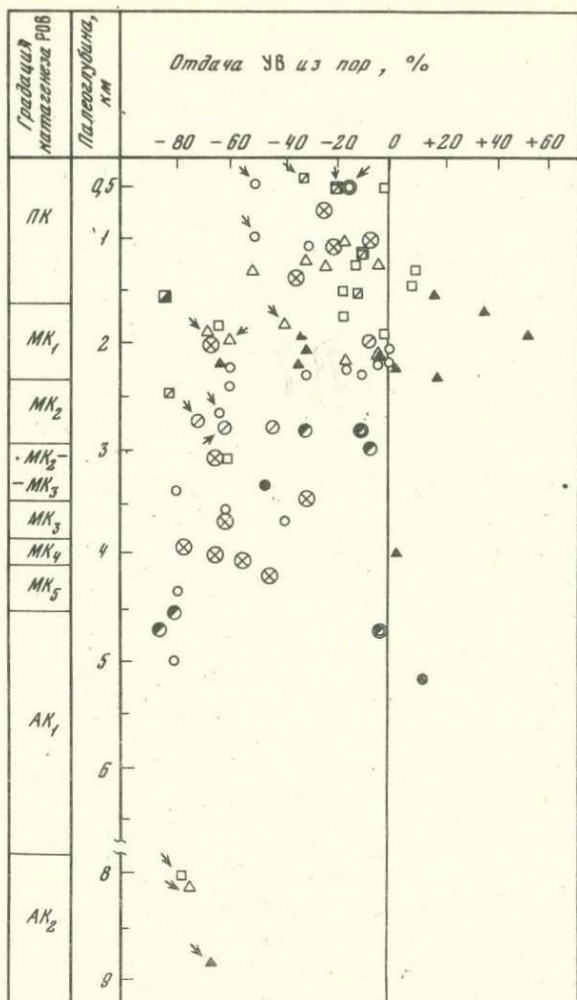


Рис. 2. Зависимость избытка - дефицита углеводородов в суммарном битумоиде (рассчитанная с учетом отдачи из закрытых пор) от палеоглубины

Условные обозначения см. на рис. 1. Стрелками отмечены образцы из обнажений

чества, которое накопилось бы в породе при отсутствии миграции. И только в нескольких породах установлена эпигенетическая примесь.

Сравнивая рис. 1 и 2, можно отметить единую направленность изменения миграционных потерь УВ битумоидом закрытых пор и суммарным битумоидом с ростом погружения отложений. Вместе с тем до глубины погружения 3 км сохраняются почти не испытывшие

отдачи, практически сингенетичные битумоиды (обилие точек около нулевых значений линии на рис. 2), тогда как в закрытых порах (рис. 1) ниже 2,5 км, по-видимому, уже нет собственно сингенетичных битумоидов. Если, учитывая условность расчетов, грубо допустить, что к зоне дефицита УВ в суммарном битумоиде до 15-20% (см. рис. 2) и коэффициента отдачи из закрытых пор до 0,2 (см. рис. 1) приурочены практически сингенетичные битумоиды, то очевидно, что до глубины около 3 км сохраняется значительная группа пород, у которых при остаточности битумоида закрытых пор битумоид в целом — сингенетичный, не потерявший практически в силу неблагоприятных для миграции геологических условий битумоиды из открытых пор, т.е. породы с перераспределенным битумоидом. Таким образом, подтверждается предположение С.Г. Неручева, что основная масса битумоидов открытых пор вовлекается в миграцию несколько позже, чем битумоиды закрытых пор, — с 3,3-3,5 и 2,3-2,5 км соответственно. При всей условности этих расчетов полученные результаты достаточно наглядно показывают, что большинство пород в процессе их погружения теряли свои подвижные компоненты, и исследователям практически приходится иметь дело с битумоидами, в той или иной мере остаточными. Подсчет исходных величин битумоидного коэффициента свидетельствует о реальности такого масштаба отдачи: расчетная величина β возрастает в зоне главной фазы нефтеобразования в допустимых пределах и не превышает 30-35% на уровне 2-4 км (в зоне мезокатагенеза). Согласно балансовым расчетам С.Г. Неручева [Неручев и др., 1974], РОВ сапропелевого типа генерирует в этой зоне около 30-32% битумоидных компонентов, что вполне согласуется с нашими данными. Полученные результаты свидетельствуют о больших возможностях раздельного изучения битумоидов открытых и закрытых пор, позволяющего с использованием конкретных данных по каждому образцу количественно оценить суммарные миграционные потери за геологическую историю отложений. Предложенный метод расчета может быть использован для более точных подсчетов прогнозных запасов нефти и газа и диагностики нефтепроизводивших и перспективных отложений.

Литература

- Белецкая С.Н., Сырова Г.М. Новый метод диагностики состояния миграционных процессов и определения природы рассеянных битумоидов осадочных пород. — В кн.: Органическое вещество современных и ископаемых осадков и методы его изучения. М.: Наука, 1974, с. 242-252.
- Боровая Г.М. Диагностика состояния миграционных процессов сравнительным изучением хлороформных экстрактов из недробленных и дробленных пород. — В кн.: Вопросы миграции нефти и газа. — Тр. ВНИГРИ, 1975, вып. 370, с. 7-14.
- Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. — Тр. Ин-та геол. и геоф., 1971, вып. 143. 168 с.

- Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 248 с.
- Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1962. 224 с.
- Неручев С.Г., Парпарова Г.М., Рогозина Е.А. и др. О новой классификации, диагенетических и катагенетических преобразованиях планктонного (сапропелевого) рассеянного органического вещества. — В кн.: Органическое вещество современных и ископаемых осадков и методы его изучения. М.: Наука, 1974, с. 81–106.
- Поисковые критерии прогноза нефтегазоносности. — Тр. ВНИГРИ, 1969, вып. 269. 224 с. / Авт.: С.Г. Неручев, М.Ф. Двали, В.А. Кротова и др.

И. И. Нестеров, А. В. Рыльников, Н. Х. Нулахметов,
И. Н. Ушатинский, В. В. Потеряева, А. Г. Потеряев,
Ю. В. Щепетник

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГЛАВНОЙ ЗОНЫ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ

Современное состояние изученности проблемы нефтегазообразования позволяет выделить ряд положений, являющихся общими практически для всех нефтегазоносных бассейнов. К их числу относится положение о наличии главной зоны нефтеобразования (ГЗН). При характеристике ГЗН речь идет по существу о зоне, в пределах которой условия для образования и эмиграции жидких углеводородов (УВ) являются наиболее благоприятными. Последние определяются не только количественным и качественным скачком в преобразовании рассеянного органического вещества (РОВ), генерации, эмиграции и накопления УВ, но и различного рода изменениями состава, строения, свойств пород, минералов, подземных вод и др.

Анализ данных по седиментационным бассейнам мира показывает, что нефтеносными являются отложения, не претерпевшие стадии апокатагенеза. ГЗН обычно заключена в пределах стадии (подстадии) позднего протокатагенеза — среднего мезокатагенеза осадков, хотя гипсометрические уровни стадий катагенеза и ГЗН в разных бассейнах и даже участках могут существенно различаться. Эти положения ярко проявляются и в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне.

Мощность мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты возрастает от участков ее обрамления к центральным (3–3,5 км — в Среднем Приобье) и северным (до 8–10 км) районам. Геотермический градиент, напротив, понижается в этом направлении (4,5–5°C — в Приуралье, 3–4°C — в Среднем Приобье и 2–3°C — на севере). Соответственно колеблются в отложениях чехла гипсометрическое положение границ и объемы зоны катагене-

за. По сравнению с южными, западными и центральными районами соответствующие зоны катагенеза неокомских и юрских отложений на севере региона фиксируются на больших глубинах.

Особенности распределения рассеянных и концентрированных масс УВ по разрезам указывают на их связь с характером преобразования пород и РОВ в процессе геологического развития бассейнов. Особо следует подчеркнуть наличие достаточно тесной связи между фазовым состоянием УВ в залежах и степенью катагенетического преобразования пород и РОВ. Размещение жидких и газообразных УВ по разрезу (во многих бассейнах имеющее исключительно закономерный характер) в совокупности с другими геолого-геохимическими параметрами является убедительным доказательством существования в осадочном чехле седиментационных бассейнов интервалов разреза с оптимальными условиями для нефте- и газообразования [Вассоевич и др., 1969; Вассоевич, Соколов, 1976]. В частности, в разрезе мезозойских отложений Западной Сибири достаточно отчетливо выделяются зоны, различающиеся величинами общих запасов УВ, преобладанием жидких или газообразных УВ и особенностями геолого-геохимических условий залегания последних.

С верхней зоной связаны подавляющее большинство выявленных залежей газа и преобладающая часть запасов газообразных УВ. Зона характеризуется современными пластовыми температурами до 50°C. К другой, более глубокой, или средней зоне, с температурами 50-100°C, приурочены основные запасы жидких УВ. На изученных бурением глубинах пластовые температуры свыше 100°C отмечены пока лишь на единичных площадях. В нижней зоне встречены залежи нефти и газа с конденсатом. Таким образом, в осадочном разрезе Западной Сибири довольно четко выделяются интервалы, где условия генерации жидких УВ были наиболее благоприятными.

Как уже отмечалось, одним из основных факторов, определяющих условия массовой генерации нефти, является температура недр. Но во многих нефтегазоносных бассейнах, в том числе и в Западно-Сибирском, современное геотермическое поле и температурные условия прошлых геологических эпох неодинаковы, что должно учитываться при выделении ГЗН. Произведенные нами расчеты палеотемпературы в разных толщах и районах Западной Сибири для различных моментов геологической истории показали, что максимальные пластовые температуры в осадочном разрезе чехла существовали в конце палеогена, причем разница (по сравнению с современными температурами) достигала 15-20°C и была характерна в большей мере для северных районов [Немченко и др., 1973]. На юге бассейна и в Приуральской части пластовые температуры, существовавшие в позднем палеогене, практически не изменились и до настоящего времени. Последнее обстоятельство особенно важно, так как дает основание путем сравнения фактического распределения залежей жидких и газообразных УВ с геотермическим режимом конкретизировать граничные условия ГЗН.

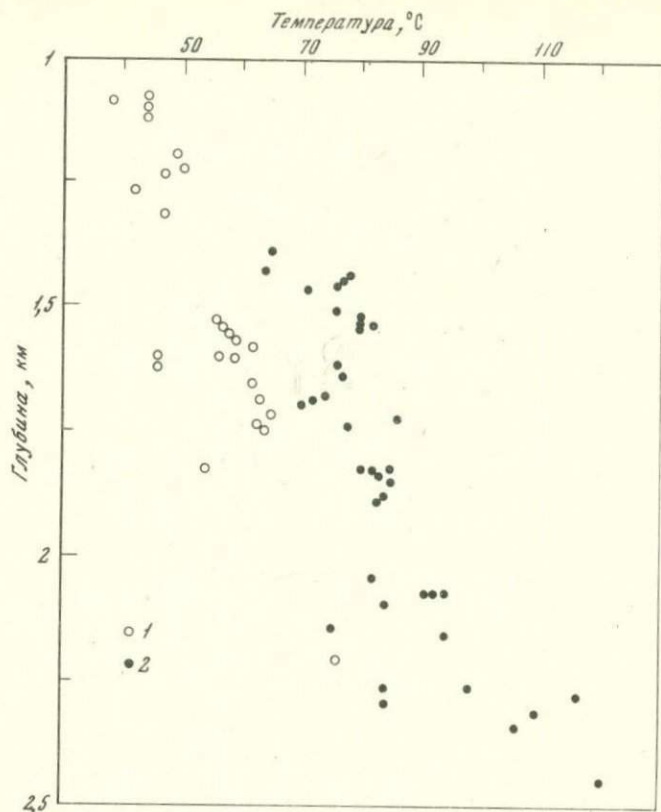


Рис. 1. Зависимость распространения газовых и нефтяных залежей от глубин залегания и пластовых температур в Приуральских районах Западно-Сибирской равнины

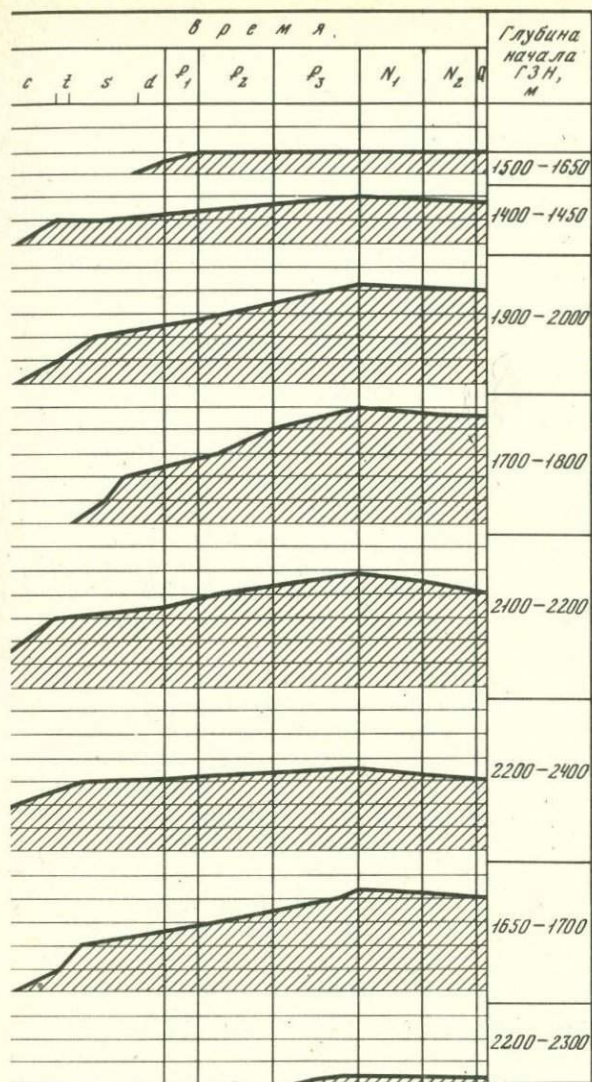
1, 2 - залежи: 1 - газовые, 2 - нефтяные

Однако для этого необходимо исключить влияние других факторов или же выбрать объекты для сравнения и анализа, где все прочие условия сходны. Последнему требованию отвечают два района Западной Сибири - Березовский и Шаимский (Приуральская нефтегазоносная область). Основное различие между районами заключается в характере углеводородных скоплений - в первом присутствуют лишь газовые залежи, во втором - нефтяные. Есть основания предположить, что различное фазовое состояние УВ в залежах обусловлено степенью катагенетической превращенности РОВ пород: в Шаимском районе юрские горизонты достигли условий ГЗН, а в Березовском не вошли в эту зону. На рис. 1 показано распространение залежей нефти и газа этих районов в зависимости от пластовых температур и глубин залегания. Хорошо видно, что границей раздела между газовыми и нефтяными залежами служит температура,

Нефтегазоносные области	Нефтегазоносные районы	Возраст отложений	Геологическое									
			б	в	h	К ₁	br	a	al			
Приуральская	Березовский	J ₁₋₃										
	Шамский	J ₁₋₃										
Фроловская	Красноленинский	К ₁ а										
		J ₁₋₃										
Среднеобская	Сургутский	К ₁ h-a										
		К ₁ в-h										
		К ₁ б-в										
		J ₃										
		J ₁₋₂										
	Нимневартовский	К ₁ h-a										
		К ₁ в-h										
		К ₁ б-в										
		J ₃										
		J ₁₋₂										
Надым-Пурская Ямальская		К ₁ а-К ₂ с										
		К ₁ h-a										
		К ₁ в-h										
		К ₁ б-в										
		J ₃										
Гыданская		К ₁ а-К ₂ с										
		К ₁ h-a										
		К ₁ в-h										
		К ₁ б-в										
		J ₃										
Каймысовская	Каймысовский	К ₁ h-a										
		К ₁ в-h										
		К ₁ б-в										
		J ₃										
		J ₁₋₂										
Пайдугинская	Пайдугинский	К ₁ в-h										
		К ₁ б-в										
		J ₃										

Рис. 2. Положение главной зоны нефтеобразования (заштриховано) в процессе геологического развития различных нефтегазоносных областей Западной Сибири

близкая к 70°C. Поэтому мы считаем, что в условиях Западной Сибири верхняя граница зоны преимущественной генерации жидких УВ, или ГЗН, может быть проведена примерно по палеоизотерме 70°C. Конечно, это не означает, что нефть не может образовываться при меньших температурах, однако масштабы генерации жидких



углеводородов в этих условиях, очевидно, невелики и характер нефтегазоносности бассейна не определяет массы "низкотемпературной" нефти.

На основе рассчитанных палеотемператур построена схема (рис. 2), иллюстрирующая время достижения различными толщами главной зоны нефтеобразования. Как видно из приводимой схемы, процессы интенсивного нефтеобразования, а следовательно, и время формирования залежей в Западной Сибири, наступали начиная с

верхнемеловой эпохи и достигли максимума в палеогене, хотя одни и те же толщи в разных районах вступали в ГЗН неодновременно.

Данные по реконструкции палеотемпературного режима позволяют судить о положении верхней границы ГЗН в разрезе различных районов Западной Сибири. Минимальная глубина ГЗН отмечается в Красноленинском районе: 1400–1450 м, где в данную зону в конце палеогена вошли отложения апта. В Среднем Приобье верхняя граница ГЗН отмечается на глубинах 1900–2000 м в Сургутском районе и 1700–1800 м – в Нижневартовском. Гораздо большие глубины характерны для северных областей. Так, в Надым-Пурской и Ямальской областях ГЗН начинается с глубин 2100–2200 м. Здесь прошли данную зону отложения валанжин-готерива и более древние и лишь частично горизонты готерив-баррема. В Гыданской области ГЗН предполагается с глубин 2200–2400 м. В восточной части Пайдугинской области – с глубин около 2200–2300 м.

В целом измененность пород осадочного чехла Западно-Сибирской плиты на достигнутых бурением глубинах (более 4000 м) не превышает середины подстадии мезокатагенеза. Осадки кайнозоя пока не достигли ГЗН, а осадки мезозоя еще не вышли за ее пределы. При прочих благоприятных факторах приведенные данные дают основание для положительной оценки перспектив нефтеносности глубоких горизонтов осадочного чехла ЗСП.

Опускание нижней границы нефтеносности в разрезе в существенной мере связано с уточнением достоверности минералогических индикаторов стадий (зон) катагенеза. Согласно представлениям ряда исследователей, появление в разрезе таких минералов, как гидрослюды модификации $2M_1$, диккит, накрит и другие, указывает на глубокую (апокатагенез, метагенез) измененность осадков. В отношении нефтеносности такие зоны, как правило, оцениваются как малоперспективные. Между тем в осадочном чехле плиты гидрослюды $2M_1$ развиты по всему разрезу, а диккит и накрит встречаются выше верхней границы ГЗН. Такое несоответствие указанным представлениям объясняется тем, что минералы эти полигенетичны и не могут служить однозначными индикаторами зон катагенеза. В то же время изучение в разрезе седиментационных бассейнов характера структурных изменений в глинистых и песчаных разностях пород наряду с определением степени катагенетической преобразованности РОВ позволяет получить в этом отношении более достоверные данные.

До начала ГЗН глинистые осадки претерпевают наиболее интенсивные этапы уплотнения, потери влажности и перераспределения вещества. В осадочном чехле Западно-Сибирской плиты на стадиях диагенеза – раннего катагенеза отложений (преимущественно до начала ГЗН) абсолютная пористость глин снижается до 20–25%, потеря влаги составляет 70–80%. В период прохождения ГЗН пористость глин изменяется от 20–25 до 5–10%, а потеря влаги составляет 10–15%. Глины достигают стадии затрудненного уплотнения, по классификации Н.Б. Вассоевича, но не переходят в аргиллиты. Одновременно с уплотнением в глинах происходит трансфор-

мазия (гидрослюдизация) монтмориллонитовых (включая смешанно-слоистые) образований, что активно способствует эмиграции углеводородов. В ГЗН эти образования теряют основной объем (до 50-70%) набухающих слоев. Это приводит к тому, что в ГЗН экранирующие свойства глин оказываются оптимальными для изоляции углеводородных скоплений (коэффициент диффузии в тонкодисперсных глинах осадочного чехла плиты снижается в ГЗН до 10-90 см²/сек). Такие экраны даже при мощности в единицы метров являются надежными. Вместе с тем после прохождения ГЗН глины теряют подавляющую часть монтмориллонитовых пакетов, поглощенного натрия, подвергаясь аргиллитизации, утрачивают пластичность и свои экранирующие свойства. На стадиях апокатагенеза, метагенеза они могут перейти в свою противоположность и превратиться в коллектор (трещинного типа).

Для песчаных коллекторов в ГЗН типичны замедления темпов уплотнения и сокращения емкостного пространства, особый характер минералого-геохимических процессов. До начала ГЗН значения пористости и проницаемости коллекторов между нефтеносными и водоносными частями пластов не различаются (в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты на глубинах около 1000 м они в среднем составляют 30% и 800 мд). В условиях ГЗН различия уже весьма существенны: на глубинах 2,5-3,0 км пористость в среднем составляет 10-20%, проницаемость 10-50 мд (соответственно в нефтеносных и водоносных отложениях)¹. До начала ГЗН количество регенерированных зерен кварца в песчаниках обычно не превышает 20-30%, измененных зерен полевых шпатов (пелитизация), биотита (гидратация) - 40-50%. В ГЗН эти показатели составляют 50-100%. Преобразование в цементе песчаников дисперсных и других минералов в крупнокристаллический каолинит, растворение карбонатов под воздействием углекислоты приводят к повышению объема порового пространства на 10-30% и снижению сорбционной емкости вещества в 5-10 раз.

В ГЗН нефтеносные и водоносные породы различаются между собой и по ряду других признаков: распределению карбонатов (главным образом кальцита), аутигенно-минералогических форм железа и серы и др.

На стадиях (подстадиях) диагенеза - раннего катагенеза в породах происходит интенсивное перераспределение вещества. В ГЗН контраст в содержаниях различных элементов (компонентов) между глинами и песчаниками сокращается. Концентрация микроэлементов в глинистом цементе песчаников неоконца осадочного чехла Западно-Сибирской плиты становится даже в 1,5-2,5 раза выше, чем в контактирующих с ними глинах, причем контраст увеличивается с ростом дисперсности фракций. Содержание органогенных эле-

¹ Речь идет о первичной пористости пород. Вторичная пористость в водоносных проницаемых пластах может быть значительно большей по сравнению с нефтеносными (например, в карбонатах за счет выщелачивания и т.д.).

ментов (ванадий, кобальт, никель и др.) в тонких фракциях нефтеносных пород в десятки раз выше, чем в водоносных, а в золах битумоидов (и особенно нефтей) в сотни и тысячи раз выше, чем в породах.

Концентрация микроэлементов в подземных водах осадочного чехла плиты в десятки и сотни раз выше, чем в водах морских и океанических бассейнов. На длиннопламенной стадии катагенеза РОВ при температуре 70–90°C содержание микроэлементов в пласттовых водах в 10–40 раз больше, чем в водах отложений, где степень катагенеза РОВ не превышает буроугольную стадию, а температура менее 50°C. Наиболее высокие концентрации микроэлементов в подземных водах наблюдаются в продуктивных отложениях, особенно вблизи залежей нефти, где вокруг последних создаются геохимические ореолы.

В целом анализ фактического материала по распределению жидких и газообразных УВ свидетельствует о закономерной приуроченности максимальных объемов (запасов) к определенным интервалам разреза. Эти интервалы в разрезах достаточно отчетливо фиксируются спецификой литолого-минералогических, геохимических, гидрогеохимических и других условий (имеющих часто аномальный характер), что является убедительным свидетельством существования оптимальных условий для генерации жидких и газообразных углеводородов в пределах нефтегазоносных бассейнов.

Литература

- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В. Главная фаза нефтеобразования. – Вестн. МГУ. Сер. геол., 1969, № 5, с. 3–27.
- Вассоевич Н.Б., Соколов Б.А. Современные достижения в развитии осадочно-миграционной теории образования и накопления нефти и газа. – Изв. вузов. Геол. и разв., 1976, № 5, с. 67–72.
- Немченко Н.Н., Нестеров И.И., Потеряев А.Г., Рыльков А.В. Особенности палеотемпературного режима мезо-кайнозойских отложений севера Западной Сибири. – Проблемы нефти и газа Тюмени, 1973, вып. 18, с. 3–7.

О. К. Баменова, Ю. К. Бурлин,
Е. Е. Карнюшина, А. И. Конюхов

ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ В КРЕМНИСТЫХ ПОРОДАХ

Кремнистые породы (силициты) очень широко распространены в разрезах геосинклинальных областей. Как правило, они тесно ассоциируются с туфогенными и терригенными породами, образуя терригенно-туфито-кремнистые формации, которые играют существенную роль в строении северной части Тихоокеанского пояса и

характеризуются здесь кайнозойским, реже поздне меловым возрастом. Они состоят из диатомитов, туфодиатомитов, опок, трепелов, диатомовых и кремнистых туфов и кремнистых аргиллитов, в подчиненном количестве — из туфов и граувакк. Эти формации преобладают в кайнозойских разрезах Камчатки, Приморья, Японии, Индонезии, Новой Зеландии, Калифорнии. Подобные образования широко развиты в пределах Альпийского пояса (Кавказ, Карпаты). Они же превалируют в современных седиментационных бассейнах окраинных и внутренних морей, в северной и южной частях Тихого и Атлантического океанов. Для океанов также характерна терригенно-кремнистая фосфоритоносная формация, в строении которой существенная роль принадлежит кремнистым и терригенно-кремнистым осадкам. Формация характерна для районов действия восточных пограничных течений (Перуанское и Калифорнийское холодные течения). Возможным древним аналогом зон действия подобных течений, сопровождавшихся накоплением сходных образований, являются Калифорния (формация Монтерей), Невада и Вайоминг (формация Фосфория), Карпаты (менилитовые сланцы).

Формации, входящие в терригенно-туффито-кремнистую группу, различаются парагенезисом пород, приуроченностью к различным тектоническим зонам, а также содержанием в породах органического углерода ($C_{орг}$). Количество $C_{орг}$ в породах формаций изменяется от 0,05 до 16%, мода более 1%, при этом наиболее высокие значения характерны для пород терригенно-кремнистой формации (кремнистые аргиллиты, диатомовые глины), а наименьшее — для силицитов, образовавшихся при трансформации пеплов в диагенезе. Особенно высокие значения содержания $C_{орг}$ (а также фосфора) типичны для терригенно-кремнистых формаций, возникших в зонах действия пограничных холодных течений. Здесь появляются породы, содержащие полуконцентрированные и концентрированные формы органического вещества (ОВ), от 11 до 21% $C_{орг}$. Модальные значения ОВ во всех кремнистых и терригенно-кремнистых разностях значительно превышают фоновые (3–6% $C_{орг}$). Однако уникальность подобных образований выдвигает в качестве основного объекта нефтегеологического анализа породы терригенно-кремнистых и опок-диатомитовых ассоциаций. Эти породы формируются в сходных палеогеографических обстановках, имеют близкий состав. Наблюдающиеся же черты различия связаны с особенностями трансформации породообразующих компонентов (туфогенный и кремнистый материал) в диа- и катагенезе.

Прямое сопоставление пород одинакового генезиса, находящихся на разных стадиях катагенеза, затруднено в связи со слабой устойчивостью исходных компонентов — скорлупок диатомовых водорослей и пепловых частиц — к воздействию высоких температур и давлений.

Так, многие исследователи [Bramlette, 1946; Красный и др., 1962; Хворова, 1968] считают, что источником кремнезема в аргиллитах и сланцах являются диатомовые водоросли, а сами эти породы представляют собой продукты катагенеза диатомитов, гли-

нистых диатомитов, опок, туфодиатомитов. М.Н. Брамлетт [Bramlett, 1946] убедительно показал на примере монтерейских сланцев, что в диагенезе и особенно в катагенезе органогенная структура диатомитов полностью стирается — чем выше степень преобразования кремнистых пород, тем труднее установить первичный источник кремнезема в них.

Высокая биопродуктивность диатомового фитопланктона [Лисицын, 1966; Лисицын и др., 1966] обеспечивает широкое развитие биогенных кремнистых образований в кайнозойских породах и осадках. Одновременно с обогащением осадков кремнеземом происходит обогащение и органическим веществом, которое, в свою очередь, влияет на химические параметры среды осадконакопления (щелочная реакция иловых вод, отрицательный Eh, сероводородное заражение) [Гершанович, 1965]. В осадках накапливается пирит и, что самое главное, сохраняются наиболее ценные фракции ОВ. В качестве примера можно привести кремнистые, слабодиатомовые илы, развитые на внешнем шельфе и в верхней части континентального склона подводной окраины Перу, из которых слабым раствором щелочи извлекается большая часть ОВ (до 60–80% $C_{орг}$). Это свидетельствует о слабой окисленности исходного ОВ, в составе которого много соединений, сохранивших первичную структуру биогенного материала.

По данным химического анализа, щелочнорастворимая часть ОВ содержит в повышенных количествах азот (5,1–5,9%), а также характеризуется высокими значениями атомарных отношений Н/С, равных 1,37–1,42 [Конюхов, 1975]. Подобные осадки на шельфе юго-западной части Африки отличаются резко повышенными содержаниями хлороформенного битумоида (до 1,9–2,9% на осадок) [Авилов, Гершанович, 1970], что при высоком содержании $C_{орг}$ в осадке, равном 8–14%, означает величину $\beta^{XB} = 10$ –14%, а в отдельных образцах до 25%.

Для ОВ диатомовых и терригенно-диатомовых илов характерна высокая степень битуминизации ОВ. По данным О.К. Бордовского [1967], современные глинисто-диатомовые илы Берингова моря характеризуются значениями $\beta^{XB} = 2,1$ –11% (в среднем 6%); здесь так же, как и на шельфе Перу, отмечено повышенное содержание легкогидролизуемых компонентов. Битуминозные компоненты ОВ диатомовых илов отличаются высокой степенью восстановленности и обогащенностью углеводородами (УВ). Так, по данным А.И. Горской [1956], содержание масел в диатомовых илах Калифорнийского залива составляет 18–20%. Такие же значения установлены для диатомовых илов Южного Каспия [Али-Заде и др., 1967]. Сходный алиновый облик ОВ диатомовых осадков из различных районов океана свидетельствует об однородности биогенного источника, основой которого явились отмершие диатомовые водоросли. В составе последних [Барашков, 1933] белки составляют 20–30, липоиды — 20–25, углеводы — 12–20, зола — 20–60% сухого веса. Содержание липоидов — соединений, наиболее родственных УВ нефти, — в

диатомовом фитопланктоне значительно больше, чем у многих других групп водорослей. В некоторых видах диатомовых водорослей в составе липоидной части обнаружены УВ. Такой органический материал при благоприятных условиях седименто- и диагенеза обладает наибольшей потенцией к продуцированию микронепти.

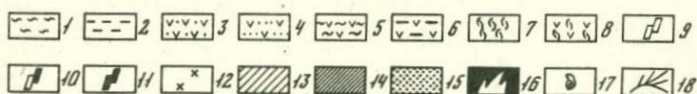
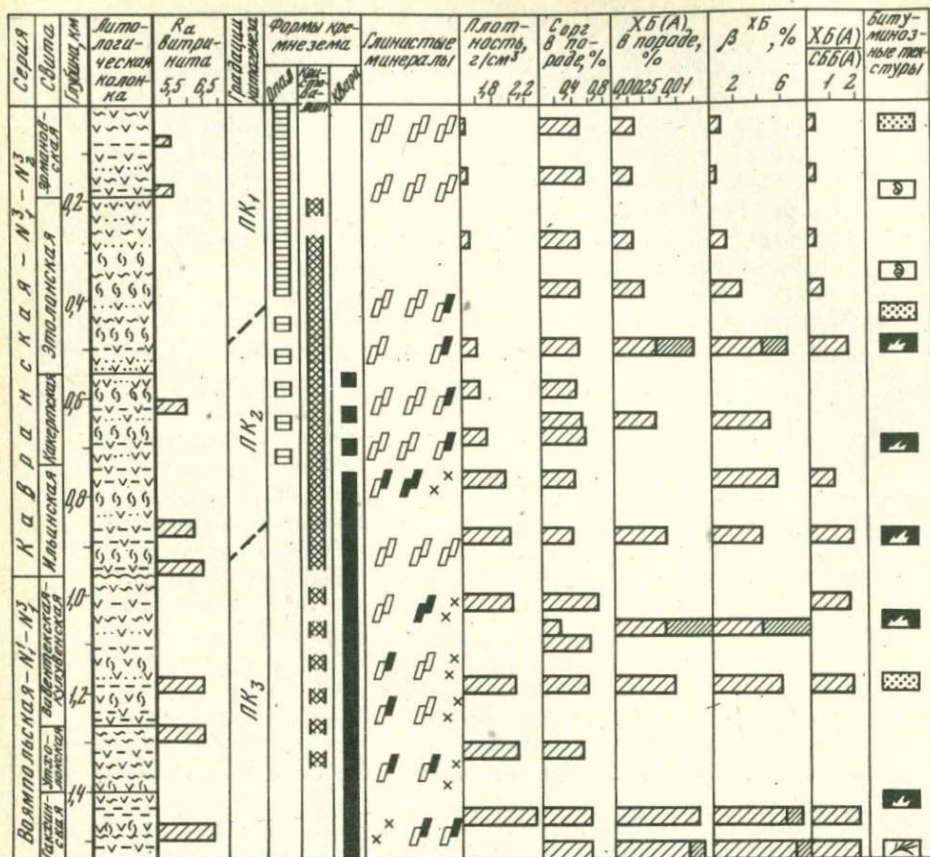
При отсутствии сероводородного заражения значительная часть ОВ в диатомовых осадках не сохраняется. Однако отмеченная выше высокая биопродуктивность диатомовых водорослей, а также значительное содержание в них липоидных компонентов затрудняют потерю подвижных реакционноспособных соединений. В связи с этим даже при невысоких значениях $C_{орг}$ ОВ подобных осадков отличается повышенной битуминизацией.

Сказанное выше позволяет рассматривать диатомиты, туфодиатомиты, опоки и другие кремнистые разности, содержащие биогенный кремнезем, в качестве пород, характеризующихся высоким нефтематеринским потенциалом.

Рассмотрение ОВ из кремнистых и терригенно-кремнистых пород терригенно-туфито-кремнистой группы формаций миоценового возраста Камчатки и Сахалина показало повышенную битуминизацию ОВ на разных стадиях его катагенетической преобразованности. Причем уже в протокатагенезе фиксируется новообразование, перераспределение и в некоторых случаях уход миграционноспособных компонентов.

Примером пород, находящихся в подзоне ПК₁₋₂, могут служить туфодиатомиты и кремнистые туффиты Западной Камчатки (рисунок), характеризующиеся содержанием $C_{орг}$ от 0,08 до 1,4%, медианное значение $C_{орг}$ в туфодиатомитах - 0,65, в опоках - 0,75%. Содержание сингенетичного хлороформенного битумоида ХБ(А) колеблется от 0,0025 до 0,02%. В пелитовых разностях кремнистых туффитов модалное значение ХБ(А) составляет 0,01, в туфодиатомитах - 0,02%. В подзоне ПК₁ спиртобензолный битумоид СББ(А) преобладает над ХБ(А), отношение ХБ(А)/СББ(А) равно 0,2-0,7. В подзоне ПК₂ в составе битумоидов туфодиатомитов наблюдаются близкие соотношения спиртобензолного и хлороформенного экстрактов; в отдельных случаях ХБ(А) преобладает над СББ(А).

На грациях ПК₂-ПК₃ ($R^a = 6,3-6,9$) среди кремнистых пород преобладают опоки, их перекристаллизованные разности; при тех же модалных значениях $C_{орг} = 0,65-0,7\%$ резко увеличиваются величины $\beta^{ХБ}$ - до 10%, мода - до 6%, ХБ(А)/СББ(А) - 2-2,5-3. Таким образом, уже на грациях от ПК₁ до ПК₃ появляются свидетельства новообразования битуминозных компонентов. В толще диатомитов Командорских островов перераспределение и отдача миграционноспособных компонентов выражены еще более четко. Диатомиты и глинистые диатомиты характеризуются высоким содержанием $C_{орг}$ и очень высокой его битуминизацией - $\beta^{ХБ} = 35-50\%$. Битумоид сингенетичный и параавтохтонный, количество УВ в нем в отдельных образцах достигает 70-80%, в составе их преобладают метаново-нафтеносодержащие УВ (83,5%) и моноциклические



Литолого-геохимический разрез неогеновых отложений Охотско-Камчатского бассейна (Ичинский район, Тваянское поднятие)

1-8 - типы пород: 1 - алевриты, 2 - аргиллиты, 3 - туфы, 4-6 - тuffиты (4 - песчаные, 5 - алевритовые, 6 - пелитовые), 7 - диатомиты, 8 - опоки; 9-12 - глинистые минералы: 9 - монтмориллонит, 10 - смешаннослойные образования, 11 - гидрослюда, 12 - хлорит; 13 - содержание соответствующего параметра; 14 - примесь аллохтонного битумоида; 15-18 - битуминозные текстуры: 15 - равномерная, 16 - селективно-насыщенная, 17 - биоморфная, 18 - трещинная

арены. Рассматриваемая толща диатомитов мощностью около 200 м, находящаяся на грациях катагенеза ПК₂-ПК₃, с размывом залегает на мел-палеогеновых эффузивно-пирокластических образованиях, содержание С_{орг} и битумоидов в которых значительно ниже фоно-

вых, т.е. эмиграция битумоидов из них в вышележащие диатомиты исключается.

В той же толще содержатся прослойки туфодиатомитов с низкими значениями $S_{орг}$ (менее 0,1%), повышенными значениями ХБ(А) (до 0,8%) и с ничтожно малыми количествами ХБ(А) – менее 0,0001%; поэтому наблюдаемая картина в распределении ХБ(А) может быть объяснена только перераспределением битуминозных веществ внутри самой толщи.

Кремнистые и терригенно-кремнистые образования в зоне мезо-катагенеза (градации МК₁–МК₃) – курасийская, пиленгская, пильская, даехурийнская свиты Сахалина, ветловая свита Восточной Камчатки, нижняя часть формации Монтерей Калифорнии – характеризуются резко повышенным содержанием ХБ(А), величинами $\beta^{ХБ}$ до 12–14%, вариациями в составе УВ, присутствием битумоидов широкого генетического спектра, что обусловлено значительными масштабами протекающих в породах процессов новообразования, перераспределения и эмиграции микро нефти.

Интенсивной отдачей микро нефти в ГЗН в глинистых породах способствует перестройка структуры глинистых минералов, протекающая с потерей межслоевой воды. В чисто карбонатных и чисто кремнистых породах ГФН выражена менее четко, чем в глинах, так как процессы интенсивного новообразования битуминозных компонентов, связанные с перестройкой минеральной структуры породы, сопровождающейся отдачей воды, происходят на других этапах. В чисто карбонатных породах этот процесс сминут в сторону более жестких термобарических условий [Иванов, Клубов, 1977]. Напротив, в чисто кремнистых породах биогенного генезиса выжимание флюидов наиболее интенсивно протекает в протокатагенезе, когда опал, слагающий раковины, переходит в кристобалит. Процесс перекристаллизации аморфного кремнезема продолжается и на градациях катагенеза ПК₂ (ниже 700–800 м) [Гречин, 1976]. До сих пор механизм преобразования одних модификаций кремнезема в другие не совсем ясен, но совершенно очевидно, что все природные превращения кремнезема происходят в присутствии воды, которая нужна как для перехода биогенного кремнезема в скрытокристаллический – опала в кристобалит, так и для структурного преобразования кристобалита в кварц. Процессы перехода кристобалита в кварц также связаны с перерастворением и перекристаллизацией кремнезема, способствующими уходу битуминозных компонентов.

Преобразование первично биогенного кремнезема отмечалось на ряде непрерывных разрезов многими исследователями [Bramlette, 1946; Гречин, 1976; Бурлин и др., 1976]. Общие закономерности преобразования кремнезема для кайнозойских пород сохраняются: граница опал–кристобалит располагается в пределах градаций катагенеза ПК₂, что соответствует палеоглубинам 700–1000 м. В Ичинском разрезе (см. рис. 1) на границе опал–кристобалитовой зоны фиксируется рост ХБ(А), коэффициента $\beta^{ХБ}$, появление вторичных битумоидов, трещинных и селективных битуминозных тектур, снижение содержания спиртобензольного битумоида, т.е. отмечается новообразование и перемещение битуминозных компонентов.

Образование и уход из пород миграционноспособных компонентов продолжается в условиях ГЗН. Наибольшим нефтематеринским потенциалом в ГЗН обладают глинисто-кремнистые разности пород, так как интенсивной отдаче микронепти в них способствуют процессы трансформации глинистых минералов; кремнисто-глинистые породы в ГЗН характеризуются повышенной трещиноватостью и сами могут являться коллекторами нефти. Совсем недавно было установлено [Конышева, Сахибгареев, 1976], что высокие емкостные свойства пород баженовской свиты, классической нефтематеринской свиты Западной Сибири, связаны с присутствием в ней глинистых диатомитов, характеризующихся высокой пористостью; на ряде месторождений баженовская свита является коллектором.

Таким образом, кремнистые и терригенно-кремнистые породы геосинклинальных формаций, а также формаций, возникших в зонах действия восточных пограничных течений, — диатомиты, диатомовые глины и аргиллиты, опоки и туфодиатомиты, образовавшиеся за счет разложения фитопланктона, — содержат ОВ алиновой природы в концентрациях 0,5–2,5%, но нередко превышающих 10–15%.

Благоприятный изначальный состав ОВ, обусловленный специфической состава диатомовых водорослей, высокая степень его битуминизации, которой отличаются кремнистые и терригенно-кремнистые отложения на разных стадиях постседиментационного развития, позволяют рассматривать кремнистые и терригенно-кремнистые толщи фитогенного генезиса в качестве пород с высоким нефтематеринским потенциалом. Кремнистые породы становятся нефтепроизводящими на грациях катагенеза ПК₂-МК₁, что связано с превращениями различных модификаций кремнезема.

Литература

- Авилов И.К., Гершанович Д.Е. Исследование рельефа и донных отложений шельфа юго-западной Африки. — Океанология, 1970, 10, № 2, с. 301–305.
- Али-Заде А.А., Вебер В.В., Шойхет П.А. Накопление и преобразование исходного для нефти органического вещества в современных и четвертичных отложениях Каспийского моря. — В кн.: Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967, с. 32–39.
- Барашков Г.К. Химия водорослей. М.: Наука, 1963, 140 с.
- Бордовский О.К. Процессы накопления и преобразования органического вещества в современных морских и океанских осадках. — В кн.: Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967, с. 22–31.
- Бурлин Ю.К., Баженова О.К., Карнющина Е.Е., Конюхов А.И. К проблеме нефтеобразования в кремнистых толщах геосинклинальных областей. — Вестн. МГУ, 1976, № 3, с. 12–24.
- Вассоевич Н.Б. Происхождение нефти. — Вестн. МГУ, 1975, № 5, с. 3–23.
- Гершанович Д.Е. Новые данные о накоплении ОВ в современных осадках крайнего севера Тихого океана. — Океанология, 1965, 5, № 2, с. 28–35.

- Горская А.И. Изучение органического вещества современных морских осадков. - В кн.: Накопление и преобразование ОВ в современных морских осадках. М.: Гостоптехиздат, 1956, с. 168-202.
- Гречин В.И. Миоценовые породы Западной Камчатки. М.: Наука, 1976. 136 с.
- Иванов В.В., Клубов Б.А. Условия нефтеобразования в карбонатных породах. - Семинар "Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики": Тез. докл. М.: Изд-во МГУ, 1977, с. 33-34.
- Конышева Р.А., Сахибгареев Р.С. О природе емкости в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири. - ДАН, 1976, 228, № 5, с. 1197-1200.
- Конюхов А.И. Фациальные условия накопления в океане осадков, обогащенных углеродистым органическим веществом. Всесоюз. совещ. "Геохимия горючих сланцев": Тез. докл. Таллин, 1975, с. 20-21.
- Красный Л.И., Жамойда А.И., Моисеева А.И. О связи развития организмов с кремнистым скелетом (радиолярий и диатомей) с тектоническими и вулканическими процессами (на примере северо-западной части Тихоокеанского пояса). - В кн.: Значение биосферы в геологических процессах. М.: Госгеолтехиздат, 1962, стр. 179-183.
- Лисицын А.П. Основные закономерности распределения современных кремнистых осадков и их связь с климатической зональностью. - В кн.: Геохимия кремнезема. М.: Наука, 1966, с. 90-192.
- Лисицын А.П., Беляев Ю.И., Богданов Ю.А., Богоявленский А.Н. Закономерности распределения и формы кремния, взвешенного в водах Мирового океана. - В кн.: Геохимия кремнезема. М.: Наука, 1966, с. 37-90.
- Хворова И.В. Кремненакопление в геосинклинальных областях прошлого. - В кн.: Осадкообразование и полезные ископаемые вулканических областей прошлого. М.: Наука, 1968; ч. 1, вып. 195, с. 9-202.
- Gramlette M.N. The Monterey formation of California and the origin of its siliceous rocks. - Geol. Surv. Prof. Pap., 1946, N 212.

В. В. Иванов

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ
НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ В ГЛИНИСТЫХ
И КАРБОНАТНЫХ ПОРОДАХ**

Как известно, представление о главной фазе нефтеобразования (ГФН) было сформулировано [Вассоевич, 1967] и развито на основе геохимических материалов по глинам и глинистым. Вместе с тем многие исследователи карбонатных пород (Т.К. Баженова, В.В. Вебер, Г.М. Гехман, Н.Г. Жузе, И.А. Конюхов, З.А. Мишунина, Е.В. Оуэн, Н.М. Страхов, В.Б. Татарский, Дж.М. Хант, Э.В. Чайковская и др.) так или иначе подчеркивали специфику протекающей в них генерации углеводородов (УВ), неразрывно связанной с физико-химическими особенностями среды. Д.И. Дробот [1969], С.Г. Неручев [1969] и К.К. Макаров [1970], по-видимому, одни из первых обратили внимание на то, что начало интенсивной эмиграции и

максимальный уровень битуминизации органического вещества (ОВ) достигаются в карбонатных породах на больших глубинах, чем в глинистых. Впоследствии этот вывод был подтвержден на других примерах [Кашенко и др., 1974; Le Toul e.a., 1974; Шевченко, Карпенко, 1974] и в настоящее время считается как будто достаточно обоснованным [Конторович, 1976]. Представляется, однако, что он далеко не полностью отражает специфику процесса. Вопрос об особенностях нефтеобразования в карбонатах обсуждался недавно с общих теоретических позиций [Иванов, Клубов, 1977]. Попытаемся еще раз проанализировать его на основе интерпретации конкретного материала.

Степень органогеохимической изученности карбонатных отложений, к сожалению, оставляет желать лучшего. Трудно подобрать примеры монофациальных и хорошо выдержанных объектов с одинаковым типом ОВ, изученных в широком диапазоне градаций катагенеза. Более или менее полно удовлетворяют этим требованиям разрезы морских позднедокембрийских и кембрийских отложений западного Прианбарья [Кашенко и др., 1974], венда и нижнего кембрия Иркутского амфитеатра [Дробот и др., 1974], келловейского и окфордского ярусов западной части Туранской плиты [Каримов, 1974], а также верхнеюрского нижнемелового возраста Аквитанского бассейна [Le Toul e.a., 1974]¹. Для полноты картины можно привлечь также сводные разрезы палеозойских (девонских - пермских) глинисто-карбонатных и карбонатных пород Волго-Уральской области [Неручев, 1969, фиг. 26,27]². Во всех перечисленных примерах ОВ определяется как существенно сапропелевое, преобразованное в условиях слабо восстановительных или восстановительных фаций диагенеза. Соответственно для сравнения отобраны разрезы морских глинистых пород, заключающих ОВ сапропелевого типа: 1) нижнего тоара Парижского бассейна [Tissot e.a., 1971]; 2) волжско-бериасского и 3) мелового возраста Западно-Сибирской плиты [Конторович, 1970, 1976], 4) олигоцен-миоцена Предкавказья [Васюевич и др., 1971] и 5) палеогена Ферганской впадины [Каримов, 1974]³. Во всех вышеупомянутых случаях наиболее полно исследовано изменение с глубиной битумоидного коэффициента (β), рассчитанного для синбитумоидов. Поэтому приходится оперировать в основном именно этим показателем.

При анализе графиков изменения β с глубиной максимального погружения⁴ и построенных на их основе кривых изменения дис-

¹ Перечисленным объектам для удобства дальнейшего изложения присваиваются соответственно номера 6,7,10 и 11.

² В дальнейшем будут фигурировать под номерами 8 и 9.

³ Под этими номерами (1-5) данные объекты будут рассматриваться в дальнейшем.

⁴ Для большинства из рассматриваемых примеров такие графики можно найти на рис. 36, 38 и 39 в работе А.Э. Конторовича [1976].

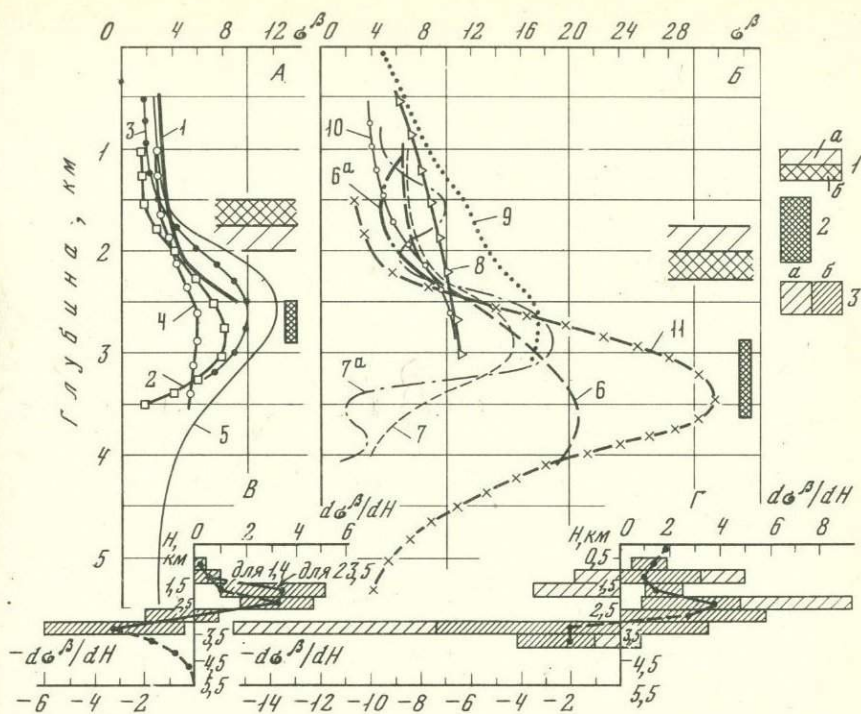


Рис. 1. Зависимости дисперсии значений битумоидного коэффициента σ^B (А, В) и скорости изменения дисперсии $d\sigma^B/dH$ (В, Г) от максимальной глубины погружения в глинистых (А, В) и карбонатных (В, Г) породах

1 - интервал увеличения градиента σ^B : а - для большинства объектов, б - для редких объектов; 2 - интервал максимальных σ^B ; 3 - пределы изменения величин $d\sigma^B/dH$: а - для объектов 1-10, б - для объектов 6а, 7а

Объекты - кривые на графиках А, В. 1 - 5 - глинистые породы: 1 - нижнего тоара Парижского бассейна, 2 - волжско-бериаского возраста Западно-Сибирской плиты, 3 - мелового возраста Западно-Сибирской плиты, 4 - олигоцен-миоцена Западно-Кубанского прогиба, 5 - палеогена Ферганской впадины; 6 - 11 - карбонатные и глинисто-карбонатные породы: 6 - позднего докембрия и кембрия западного Прианабарья, 7 - венда и нижнего кембрия Иркутского амфитеатра (6а и 7а - то же, что 6, 7, но построенные по графикам изменения битумоидных коэффициентов в интерпретации автора), 8 - палеозоя Волго-Уральской области (глинисто-карбонатных), 9 - то же (карбонатных), 10 - келловей-оксфордского возраста западной части Туранской плиты, 11 - верхней юры - нижнего мела Аквитанского бассейна

персии β (σ^β) (рис. 1, А, В) устанавливаются следующие закономерности, на первые две из которых уже обращалось внимание исследователей.

1. Для глин и глинистов (объекты 1-5 первой группы) максимальные значения β обычно фиксируются на глубинах 2,5-2,7 км, а для карбонатов (объекты 6-11 второй группы) - от 2,8 до 4 км и более.

2. Дисперсия β , изменение которой является результирующим выражением интенсивности процессов новообразования и эмиграции битумоидов, резко возрастает в глинистых породах на глубинах 1,5-1,75 км, а в карбонатных (объекты 6,7,10,11) - на глубинах 2-2,25 км. Вместе с тем на кривых 8 и 9 изменение градиента σ^β не наблюдается.

3. Максимальные значения σ^β в глинистых породах составляют 6-12, а в карбонатных 11-21⁵. Данные различия свидетельствуют о значительно большей неоднородности процесса нефтеобразования (в основном, по-видимому, эмиграции) в каждом элементарном объеме карбонатных пород, что является закономерным следствием резкой неоднородности их емкостного пространства.

4. Увеличение σ^β в глинах и глинистах до глубин 1,5 км почти не ощущается (0,1-1 σ^β на 500 м), а затем в большинстве случаев (объекты 2,3,5) скорость его резко возрастает (см. рис.1,В). Задержка роста σ^β до глубин 2-2,5 км отмечается лишь в мощных глинистых толщах, лишенных коллекторских горизонтов (объект 4), или в пачках глин, заключенных между пластами известняков (объект 1). После достижения максимальных значений скорость изменения σ^β снижается такими же темпами, как и росла, - кривые σ^β и $a\sigma^\beta/aH$ (см. рис. 1, А, В) симметричны. В карбонатных разрезах картина менее закономерная (см. рис. 1, В, Г). До глубины 2 км поведение $a\sigma^\beta/aH$ в каждом конкретном случае различно. Характер изменения значений β на объектах 6 и 7 допускает возможность осреднять их по-иному, чем это делают некоторые авторы [Кашенко и др., 1974; Дробот и др., 1974]. При этом на кривых σ^β появляются побочные максимумы и минимумы, еще более усложняющие картину. Максимум и уменьшение скорости изменения σ^β в карбонатах в целом выражены менее резко, но каждый объект в данном отношении достаточно специфичен. Можно, очевидно, говорить о том, что процесс нефтеобразования в карбонатах протекает не так закономерно, как в глинах и глинистах.

5. Линии максимальных значений β на графиках их изменения с глубиной, отражающие на участке роста процесс новообразования битумоидов, для глинистых разрезов в интервале глубин 1,5-2,5 км

⁵ При исследовании этой и остальных закономерностей не учитываются отложения Аквитанского бассейна, поскольку в их совокупности, по-видимому, присутствуют образцы с эпигенетическими битумоидами, а методика изучения отличается от принятой в СССР.

заметно отклоняются от вертикали. Для карбонатов за исключением объекта 10, отвечающего переходному (глинисто-карбонатному) типу пород, наклоны этих кривых до глубин 3-4 км сохраняются почти неизменными.

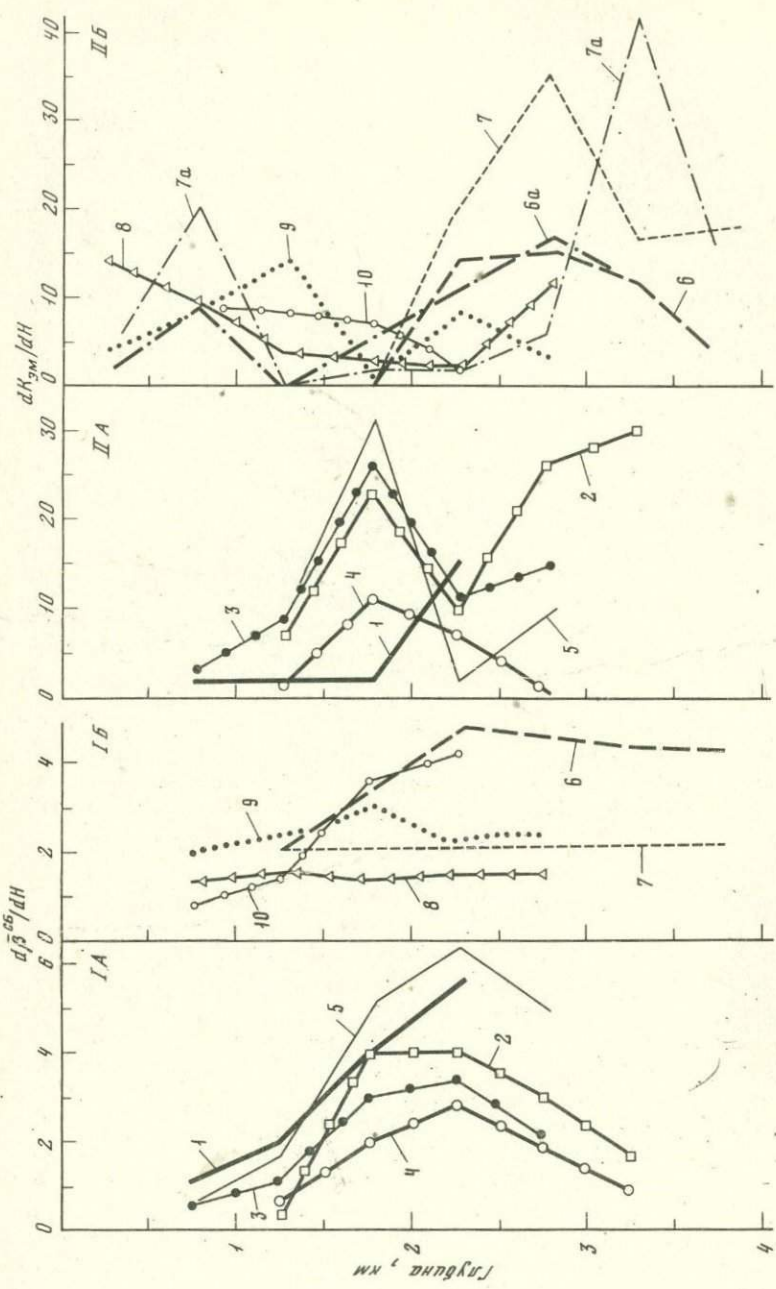
Отмеченные закономерности еще более ярко проявляются на графиках изменения скоростей генерации, эмиграции битумоидов и нарастания коэффициента эмиграции $K_{ЭМ}$ (рис. 2), рассчитанных по принятой методике [Неручев, 1969; Конторович, 1970, 1976]. Скорость генерации в объектах 1-5 резко возрастает на глубине 1-1,5 км, достигает максимума в интервале 2-2,5 км, а затем падает. Только в объекте 10 наблюдается близкая картина. В остальных карбонатных разрезах скорость генерации в изученном интервале глубин остается постоянной и в целом невысокой или изменяется слабо и по другим законам, чем в глинах и глинистых.

Скорость эмиграции битумоидов из глин также в большинстве примеров, за исключением объекта 1, возрастает с глубин 1-1,5 км, достигает максимума в интервале 1,5-2 км, затем резко падает (2-2,5 км), а вслед за этим вновь испытывает тенденцию к увеличению (объекты 2, 3, 5). Характерно, что минимум интенсивности нефтеотдачи на глубине 2-2,5 км совпадает с максимумом скорости генерации. Эта закономерность, по-видимому, имеет достаточно широкую распространенность⁶, но пока трудно поддается объяснению. Возможно, что при разных термобарических условиях проявляются различные механизмы и агенты эмиграции или она происходит поэтапно из различных по степени закрытости типов пор. Этот вопрос требует специального исследования.

В карбонатах эмиграция начинается рано (см. рис. 2, II Б), протекает абсолютно незакономерно с переменной, в общем сравнительно слабо дифференцированной скоростью. Максимальная интенсивность нефтеотдачи, как правило, достигается на глубинах свыше 2,5-3 км и приводит к "покислению" битумоидов, но и после этого скорость процесса в ряде случаев еще испытывает разнонаправленные изменения (например, объект 7 - по Д.И. Дроботу и др. [1974]). Следовательно, особенностью эмиграции битуминозных веществ в карбонатах является не только смещение максимума ее интенсивности на более глубокие уровни, но и растянутость процесса в широком диапазоне стадий катагенеза. В результате отмечается определенная задержка нефтеотдачи - на глубине, например, 3 км в глинистых породах $K_{ЭМ}$ достигает 50-65%, а в карбонатах только 30-55% (см. рис. 2, III А, Б).

Таким образом, различия в характере нефтеобразования в глинистых и карбонатных породах проявляются достаточно отчетливо. В первых из них ГФН выражена резко, протекает закономерно и в значительной мере определяется внутренними факторами - процессами трансформации глинистых минералов, приводящими к усилению катализа и десорбции УВ. Относительно высокая скорость неф-

⁶ См. например, сводную табл. 4 в работе А.Э. Конторовича [1970].



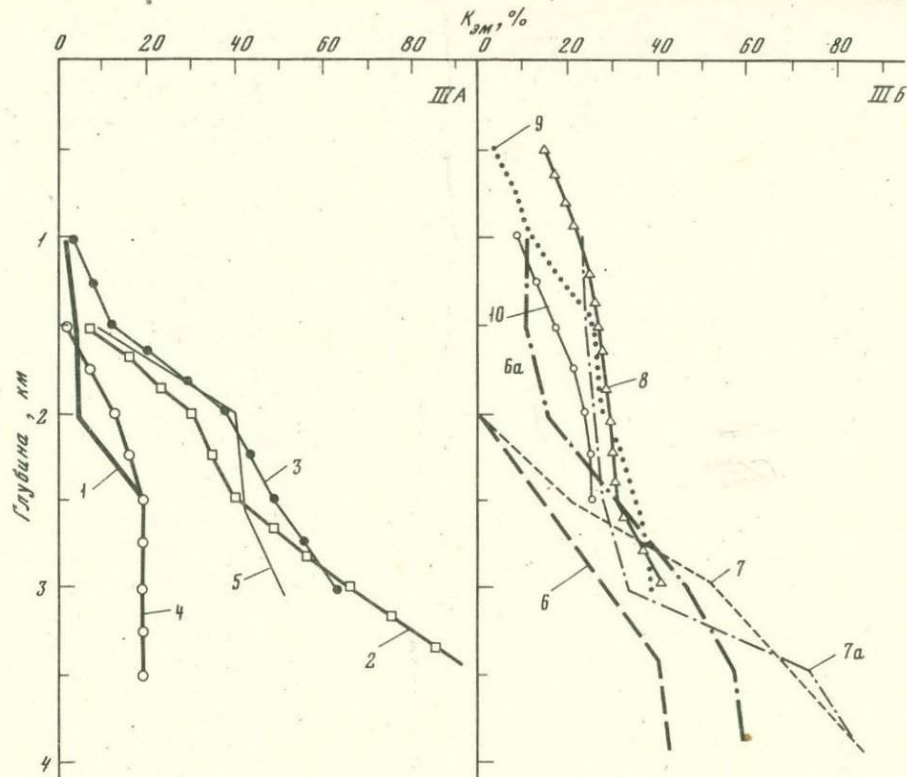


Рис. 2. Изменение с глубиной максимального погружения интенсивности генерации ($d\beta^{CB}/dH$), эмиграции ($dK_{ЭМ}/dH$) битумоидов и коэффициента эмиграции ($K_{ЭМ}$) в глинистых (IA-III A) и карбонатных (IB-III B) породах

Условные обозначения см. на рис. 1

теотдачи обуславливает быстрое затухание процесса и потерю породами нефтепроизводящих способностей.

В карбонатах главная фаза нефтеобразования как бы сглаживается, — новообразование УВ идет почти с постоянной или слабо возрастающей скоростью, а эмиграция растягивается во времени, т.е. начинается на меньших, а заканчивается на больших глубинах, чем в глинах и глинистых. Уровень наиболее интенсивной эмиграции битумоидов обычно смещается в более глубокие горизонты. Все это объясняется литологическими и физико-химическими особенностями карбонатов, их высокой вязкостью, малым удельным тепловым сопротивлением, пониженными по сравнению с глинами каталитической активностью и сорбционной способностью, а в ряде случаев также специфическим генетическим типом так называемого оксисорбосапропланктонитового ОВ [Генерация..., 1976], которое отличается пониженным содержанием водорода. Кроме того, процесс нефтеобразования в карбонатах характеризуется высокой степенью дискретности. На него оказывают большое влияние внешние факторы (упругие напряжения, сейсмоакустические колебания, вышечивание, растрескивание и др.), определяющие место и время возникновения емкостного пространства. В целом процесс не закономерен и в каждом конкретном случае может проявляться по-разному, при этом не исключается возможность сохранения нефтематеринского потенциала пород и в относительно глубоких зонах катагенеза.

Анализ конкретных материалов подтверждает теоретические выводы [Иванов, Клубов, 1977], но несомненно требует дальнейшей проверки на других объектах.

Литература

- Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 135-156.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В. и др. Проявление главной фазы нефтеобразования в майкопских глинистых отложениях Западно-Кубанского прогиба. — Нефтегаз. геол. и геофиз., 1971, № 2, с. 12-15.
- Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков. Новосибирск: Наука, 1976. 198 с.
- Дробот Д.И. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности вендских и нижнекембрийских отложений Иркутского бассейна: Автореф. канд. дис. Новосибирск, Ин-т геол. СО АН СССР, 1969. 23 с.
- Дробот Д.И., Золотов А.Н., Конторович А.Э. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности докембрийских и нижнекембрийских отложений юга Сибирской платформы. М.: Недра, 1974. 157с.
- Иванов В.В., Клубов Б.А. К вопросу о механизме нефтеобразования в карбонатных породах. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1977, № 12, с. 99-106.
- Каримов А.К. Битуминологические предпосылки нефтегазообразования осадочных отложений Узбекистана. Ташкент: Фан, 1974. 284 с.

- Кашенко С.А., Ларичев А.И., Евтушенко В.М. и др. Катагенетические преобразования РОВ в позднедокембрийских и кембрийских отложениях северо-восточного борта Тунгусской синеклизы. – Тр. СНИИГИМС, 1974, вып. 193, с. 55–58.
- Конторович А.Э. Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа. – Тр. СНИИГИМС, 1970, вып. 95, с. 4–51.
- Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 249 с.
- Макаров К.К. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности южного склона Анабарской антеклизы (Восточная Сибирь): Автореф. канд. дис. Л.: ВНИГРИ, 1970. 23 с.
- Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1969. 240 с.
- Шевченко Е.Ф., Карпенко Г.М. Органическое вещество в карбонатных отложениях. – В кн.: Органическое вещество в современных и ископаемых осадках: Тез. докл. М.: Изд-во МГУ, 1974, с. 165–166.
- Le Tran K., Connan J., Weide B. van der. Diagenesis of organic matter and occurrence of hydrocarbons and hydrogen sulfide in the SW Aquitaine basin (France). – Bull. Centre Reche. Paris. 1974, 8, N11, p. 111–137.
- Tissot B., Califet-Debyser J., Deroo G., Oudin J.L. Origin and evolution of hydrocarbons in Early Toarcian Shales, Paris basin, France. – AAPG Bull., 1971, 55, N 12, p. 2177–2193.

Б. А. Соколов

О ВЫДЕЛЕНИИ ОЧАГОВ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ

Методика изучения нефтематеринских отложений и выделение в их составе газоматеринских, нефтепроизводящих и нефтепроизводивших толщ является достаточно отработанной. Эти вопросы подробно разбираются в работах В.А. Успенского и др. [1975], А.Э. Конторовича [1976], Ю.И. Корчагиной и О.П. Четвериковой [1976].

Комплекс современных геохимических исследований позволяет дать качественную и количественную характеристику нефтегазоматеринских отложений, выявить уровень преобразованности органического вещества (ОВ) и степень истощенности первоначально заложенного нефтематеринского потенциала. Все это обеспечивает достаточно надежное определение положения в разрезе и по площади отложений, являющихся источником углеводородов.

Наряду с прямыми геохимическими методами изучения рассеянного органического вещества (РОВ) нефтематеринских толщ, нефтепроизводящий интервал осадочного разреза можно выделять углепетрографическими методами – путем изучения отражательной способности витринита и других углистых включений, литологическими методами изучения степени катагенеза песчано-глинистых пород,

специальными методами — по интенсивности окраски и свечения таких ископаемых остатков, как споры, пыльца, конодонты.

Кроме того, достаточно прост и информативен метод анализа нарастания мощностей, названный нами методом моделей прогрева. Он дает возможность не только прогнозировать уровень осадочного разреза, находящегося в зоне главной фазы нефтеобразования (ГФН), но также и определять временной интервал нахождения нефтематеринской свиты в условиях, оптимальных для интенсивного нефтеобразования. Метод моделей прогрева, используемый в комплексе с геохимико-литологическими и палеотемпературными исследованиями, достаточно успешно позволяет ретроспективно выяснять историю нефтеобразования на фоне общей истории формирования нефтегазоносного бассейна.

В основу метода построения моделей прогрева положено представление о зависимости нефтегазообразования от температуры недр, закономерно увеличивающейся с глубиной. Эта зависимость нашла свое отражение в формуле геотектохронобаты А.А. Каршева [1960], несколько модернизированной М.С. Бурштаром и А.Д. Бизнигаевым [1969].

В 1971 г. Н.В. Лопатин для определения степени катагенеза РОВ отложений на глубине предложил метод температурно-временного показателя (τ), который имел графическое выражение (образ модели прогрева), но результирующие значения катагенеза вычислялись путем умножения длительности пребывания материнской толщи в разных температурных зонах на коэффициент скорости реакций в этих зонах и последующего расчета температурно-временного показателя, который коррелировался с отражательной способностью витринита R^0 .

На графике по вертикали откладывались мощность отложений и современные пластовые температуры по глубинам, по горизонтали — абсолютное время геологических эпох. С этого графика снимается длительность пребывания нефтематеринской толщи в различных температурных зонах и подсчитывается температурно-временной показатель, количественно отражающий геотермическую эволюцию отложений, начиная со времени нахождения в зоне с температурой 50°C .

Метод Н.В. Лопатина в комплексе с геолого-геохимическим изучением был применен нами впервые для Среднерусского бассейна под названием "историко-геолого-геохимического метода" [Васюкович и др., 1971, 1972] при изучении катагенеза нижнепалеозойских и вендских отложений; впервые была дана схема пространственно-временных закономерностей нефтеобразования в бассейне. Однако следует отметить, что значения степени катагенеза, полученные только в пересчете по формулам Н.В. Лопатина, оказались значительно завышенными по сравнению с геохимическими и литологическими наблюдениями; прямое их использование ведет к грубым ошибкам, искажающим оценку перспектив нефтегазоносности недр. Поэтому уже тогда были введены соответствующие поправки.

К аналогичному выводу пришел В.И. Ручнов [1973], который изучал нижнемеловые отложения Западной Кубани и имел возможность сравнивать вычисленные значения степени катагенеза с замерами отражательной способности витринита.

Дальнейшее развитие идеи о связи нефтеобразования с палео-прогревом отложений получили в работах Н.А. Минского [1975], который предложил вариант графического построения, названный им "моделью тепловой истории пород". Значения палеотемператур определяются при этом им также расчетным путем (по прилагаемым формулам).

Для упрощения системы построений в начале 70-х годов автор данной статьи предложил свой вариант, получивший название "модели прогрева". Он был доложен в апреле 1973 г. на X Всесоюзном литологическом совещании в Москве, в октябре того же года на VII Международной геохимической конференции в Будапеште и опубликован в тезисах докладов Всесоюзной конференции в Ивано-Франковске в 1974 г. Идея построения моделей прогрева широко используется студентами-дипломниками и аспирантами, а также в научно-производственных работах, проводившихся на Русской плите и в Крыму. Первые публикации с использованием моделей прогрева относятся к 1975 и 1976 гг. - в статье Н.Б. Васильевича [1975] и в совместной статье Н.Б. Васильевича и Б.А. Соколова [1976].

Для построения модели прогрева используется конкретный разрез скважины, образующий ось ординат. По оси абсцисс откладывается абсолютное время в миллионах лет, отвечающее геологическому возрасту пород, слагающих разрез. Затем на диаграмму наносятся кривые погружения отдельных стратиграфических подразделений. Они имеют вид эпейрогенических кривых. Эти кривые начинаются от нулевых мощностей времени начала накопления толщи. Постепенно, по мере погружения, в зависимости от мощности более молодых отложений интересующие нас нефтематеринские слои располагаются на современных глубинах, вскрытых скважинами. При построении необходимо учитывать значение перерывов и, хотя бы приблизительно, оценивать изменение мощностей за счет размыва и уплотнения, а также специфику тектонического развития региона. Тем самым воссоздается качественная и количественная картина последовательного прохождения конкретными нефтематеринскими толщами различных глубинных интервалов и, следовательно, различных температурных зон. Для выяснения положения последних по оси ординат откладываются значения современных температур, растущих с глубиной. Таким образом, определяется самый нижний предел погружения отложений, отвечающий современной эпохе. Так как в прошлом температура недр была выше на $20-40^{\circ}$ и более, то значения температур представляют собой линии, поднимающиеся по мере движения в глубь веков (рис. 1).

Эти линии можно рассматривать в качестве палеоизотерм. Изотермы в $50-60^{\circ}\text{C}$ и $120-150^{\circ}\text{C}$ очерчивают глубинный интервал,

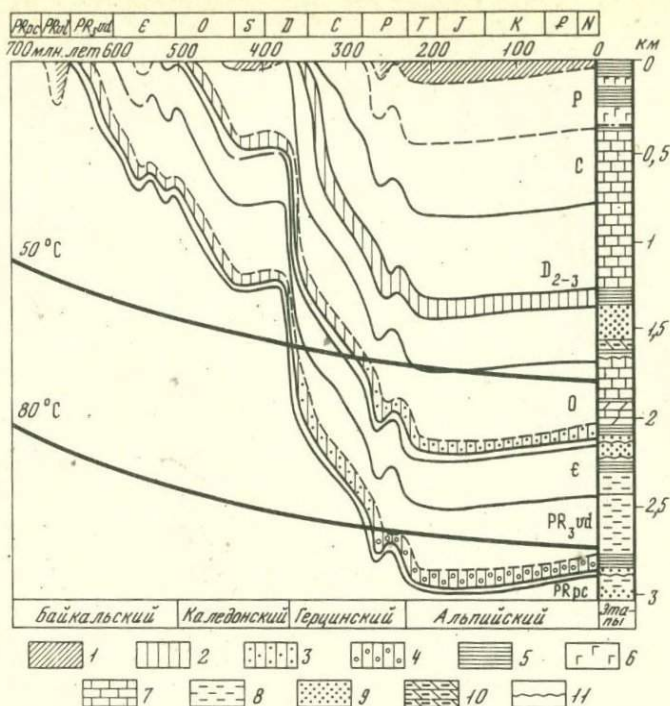


Рис. 1. Модель прогрева отложений Любимовской площади

1 — перерыв в осадконакоплении; 2-4 — нефтематеринские отложения: 2 — не вошедшие в зону ГФН, 3 — в зоне ГФН, 4 — прошедшие зону ГФН; 5-10 — породы: 5 — глины, 6 — соль, 7 — известняки и доломиты, 8 — песчаники, 9 — аргиллиты, 10 — мергели; 11 — перерывы.

ответчающий зоне ГФН. Вертикальные линии, проведенные через точки пересечения указанных изотерм с выделенными нефтематеринскими свитами, позволяют установить время вхождения определенных свит в зону ГФН и длительность пребывания в ней. Таким способом мы устанавливаем пространственно-временное положение нефтепроизводящей свиты для конкретной точки в бассейне или, другими словами, положение очага нефтеобразования в пространстве и времени.

При построении моделей прогрева необходимо учитывать все имеющиеся геохимические, углепетрографические, литологические и другие показатели катагенеза пород, получаемые в процессе изучения разрезов скважин, а также имеющиеся конкретные притоки нефти и газа. Все эти показатели различными значками отмечаются на вертикальной оси, что позволяет корректировать положение главной зоны нефтеобразования (ГЗН) по глубине и времени ее появления.

Модели прогресса, построенные по профилям, — профильные модели прогресса — показывают историю нефтеобразования бассейна в поперечном или продольном сечении. Имея серию такого рода профилей, можно получить современное площадное положение нефтепроизводящих толщ — карты равной катагенетической измененности определенной нефтематеринской толщи (карты изокатаген). При построении этих карт для отдельных геологических этапов появляется возможность графического показа эволюции очагов нефтегазообразования. Вначале они имеют точечный характер, а затем, по мере общего погружения материнских толщ, приобретают очертания сплошного овала и далее образуют в плане кольцевую форму. Это объясняется тем, что по мере погружения площадь очага нефтеобразования центробежно расширяется, центральная его часть выходит из зоны действия главной фазы и очаг превращается в кольцо, расширяющееся и мигрирующее к периферии бассейна до полного своего исчезновения.

Последнее теоретически возможно при интенсивном прогрессе бассейна и достижении породами нефтематеринской свиты высоких значений уровня катагенеза.

Построение моделей прогресса было использовано для познания истории нефтеобразования в Среднерусском, Балтийском, Мезенском, Тимано-Печорском, Лено-Вилуйском, Северо-Черноморском, Чу-Сарусуйском, Азово-Кубанском и других бассейнах.

В Среднерусском бассейне отложения девона, ордовика и венда относятся к категории нефтематеринских. Отложения девона, по существу, не вышли из стадии начального катагенеза. Лишь в ограниченной по площади глубокой части Галичского прогиба, где они опущены на глубину 1,5 км, можно считать, что эти отложения в палеогене попали в зону действия ГФН. Здесь мы имеем дело с локальным (точечным) очагом нефтегазообразования.

Нефтематеринская толща ордовика в пределах наиболее прогнутой части Среднерусского бассейна располагается в ГЗН, т.е. на глубинах с температурой более 50–60°C. Очаг нефтеобразования, имеющий вид сплошного овала, начал действовать с конца палеозоя, и его деятельность продолжается и доньше.

Редкинская нефтематеринская толща венда является основной в бассейне. В краевых, сравнительно неглубоко опущенных частях бассейна эти отложения не достигли уровня ГФН и, следовательно, не участвовали в генерации нефти. В наиболее глубоких частях бассейна, где редкинская толща погружена на глубину 3–5 км, материнские слои находились в зоне действия главной фазы, начиная с девонского и до палеогенового периода включительно. Однако дальнейшее погружение привело к тому, что эти слои оказались на более высоком уровне катагенетического преобразования. Их нужно рассматривать как нефтепроизводившие, в значительной степени исчерпавшие свой нефтегенерационный потенциал.

Площадь вендских слоев, находящихся в зоне ГФН, располагается между указанными выше зонами и имеет форму кольца. Имен-

но в пределах этого кольца редкинская толща находится в оптимальных условиях для генерации нефти. Очаг нефтеобразования, имеющий кольцеобразную форму, начал действовать с мезозоя.

В пределах Степного Крыма [Высоцкий и др., 1974, 1976] в качестве основных нефтематеринских свит следует рассматривать отложения майкопа и альба. В зону ГФН попадают породы, опущенные на глубины от 1,5 до 3,5 км, что соответствует температурному интервалу от 70 до 130°C. Более глубоко расположенные отложения в значительной мере исчерпали свой нефтегенерационный потенциал, и их следует рассматривать в качестве газогенерирующих. К этой категории следует отнести и ту часть отложений, которая еще не вошла в указанный температурный интервал.

С целью выяснения пространственно-временного положения очагов нефтегазообразования были построены модели прогрева, которые позволили проследить историю преобразования ОВ с раннемеловой эпохи до наших дней. Установлено, что породы палеогена и нижнего миоцена не вошли в зону ГФН и поэтому генерируют в основном газ. Образование жидких УВ может протекать в материнских отложениях нижнего мела, в бортовых частях бассейна, где они располагаются в указанном температурном интервале. В более прогнутых частях бассейна эти отложения вышли из зоны ГФН и также могут генерировать лишь газ.

Вертикальная зональность углеводородообразования в восточной части Северо-Черноморского бассейна хорошо подтверждается открытыми месторождениями газа и нефти. С отложениями нижнего миоцена и палеогена связаны газовые месторождения, нефтяные залежи на Октябрьской и Серебрянской площадях обусловлены нижнемеловой материнской толщей, располагающейся в условиях ГФН (рис. 2).

Использование моделей прогрева в Чу-Сарысуйском бассейне дало возможность показать, что здесь палеозойские нефтематеринские толщи исчерпали свой нефтегенерационный потенциал, пройдя через зону ГФН. Поэтому бассейн следует рассматривать как газоносный [Думнов, 1975].

Для Мезенского бассейна анализ истории возможного нефтеобразования показал, что, несмотря на низкое содержание $C_{орг}$ в отложениях бассейна, в отдельных его глубоких частях вендские отложения могут рассматриваться в качестве очагов нефтегазообразования.

В Лено-Вилуйском бассейне известные газовые залежи Хапчагайского вала отвечают верхней зоне нефтегазообразования. Глубокие горизонты в пределах вала и на его склонах, где отложения юры, триаса и перми вошли в зону ГФН, могут содержать нефтяные залежи [Ларченков, 1978].

Модели прогрева позволяют проводить сравнительный анализ истории нефтеобразования и оценку перспектив нефтегазоносности для однотипных бассейнов. Сопоставление моделей прогрева для Балтийского, Среднерусского и Мезенского бассейнов (рис. 3) нагляд-

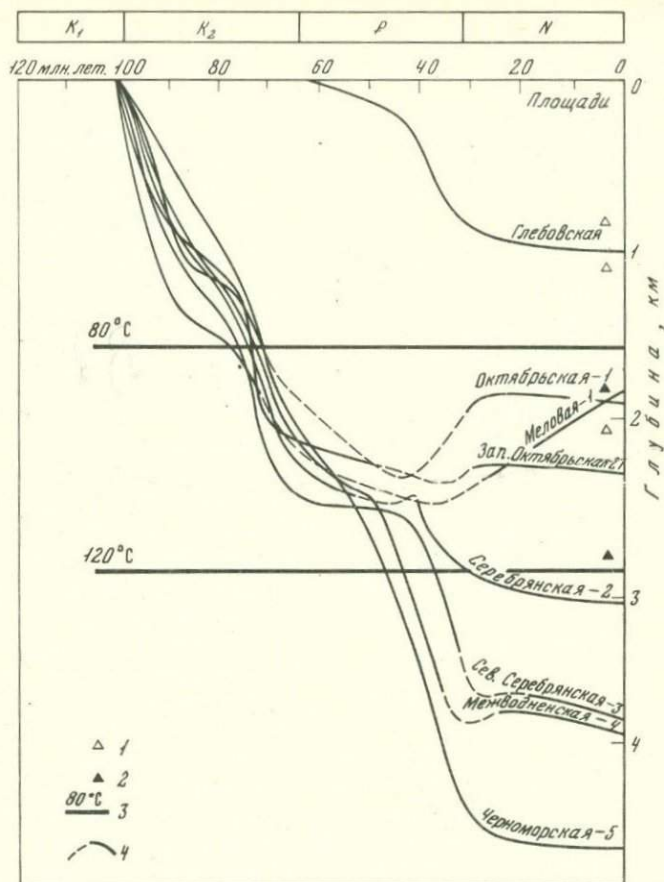


Рис. 2. Вертикальная зональность нефтегазообразования (Степной Крым)

1, 2 - залежи: 1 - газовые, 2 - нефтяные и газоконденсатные; 3 - изотермы; 4 - эпейрогенические кривые

но показало, что имеет место сокращение длительности прогибания бассейнов при движении с запада на восток. В этом направлении наблюдается сокращение времени прогибания и увеличение длительности перерывов. Если в Прибалтийском бассейне прогибание происходит в течение всей истории существования бассейна, то в Среднерусском оно закончилось к началу палеогена, а в Мезенском - к концу палеозоя. Кроме того, в Мезенском и Среднерусском бассейнах прогибание сменялось длительными перерывами и размывами соответственно с кембрия до позднего девона и с ордовика до середины девона. Все это отрицательно сказывалось на условиях нефтеобразования.

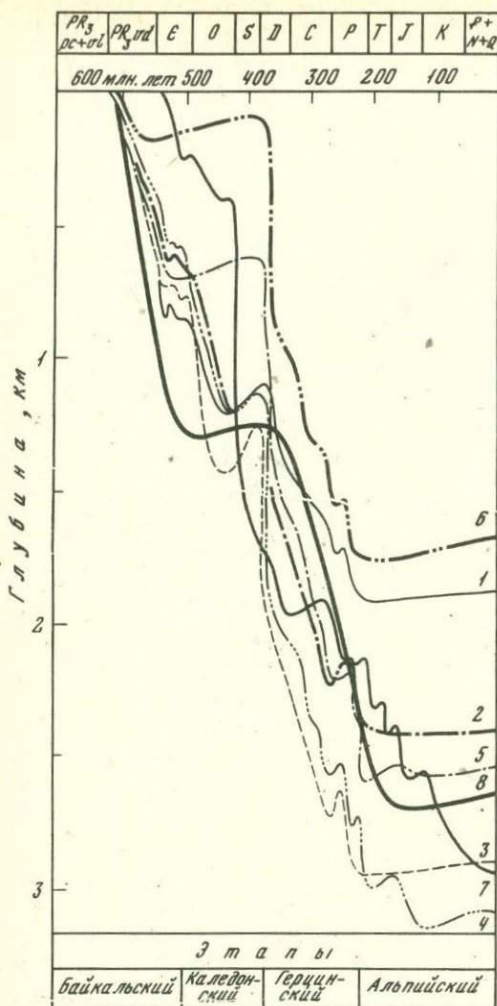


Рис. 3. Сравнительная модель прогрева отложенный Среднерусского, Балтийского, Мезенского бассейнов

1-8 - скважины: 1 - Кубанская, 2 - Вологодская, 3 - Любимовская, 4 - Судиславская, 5 - Решминская, 6 - Бобровская (1-6 - Среднерусский бассейн); 7 - Янтарная (Балтийский бассейн); 8 - Койнаска (Мезенский бассейн)

Идея использования модели прогрева для реконструкции истории нефтеобразования оказалась достаточно удачной. Упрощенный вариант анализа условий нефтеобразования был применен А.Э. Конторовичем и А.А. Трофимуксом [1973] для определения времени и динамики процесса генерации нефти в Западной Сибири и повторно описан в работах А.Э. Конторовича и его коллег [Конторович, 1976; Конторович и др., 1975].

В 1975 г. С.П. Максимов с соавторами публикует схему поэтапного отложения Западно-

прохождения нефтегазопродуцирующими Кубанского прогиба ГЗН. Из схемы видно, что нефтематеринская толща средней юры здесь находилась лишь в течение раннего мела, апт-альбская толща вошла в эту зону в палеогене и вышла в начале неогена, а палеогеновые толщи попали в оптимальные условия нефтеобразования лишь в конце неогена.

С.П. Максимов с соавторами [1977] провели аналогичный анализ для месторождений Прибалтики, назвав составленный ими график "палеотектоническая схема постседиментационного погружения кембрийских отложений Балтийской синеклизы".

В коллективной работе Л.А. Польстер с коллегами [1976] при

анализе условий нефтеобразования в бассейнах СССР, Индии и Пакистана также используются модели прогресса, названные "изменениями во времени положения зон нефтегазообразования".

За рубежом также стали использовать построения, аналогичные моделям прогресса, а также несколько иные модификации, на которые вместо изотерм и палеоизотерм наносятся значения отражательной способности витринита или линии равного катагенеза (изокатагены) в единицах ЛОМ¹.

Одна из первых схем принадлежит Б.Тиссо, который анализировал условия жизни нефтематеринских пород силура для месторождения Хасси-Мессауд [Tissot, 1973].

Австралийские геологи М.Шобаока и А.Беннетт [Shibaoka et al., 1973] использовали представления о вертикальной зональности размещения нефтегазогенерационных зон с целью площадного показа очагов генерации для бассейнов Боуэн и Сидней в Австралии.

В более поздней работе [Shibaoka, Bennett, 1977] эти же исследователи положили в основу типизации осадочных бассейнов представления о скорости процессов созревания ОБ. Бассейны по типу могут быть быстрого, но неглубокого преобразования ОБ (Сидней), быстрого и глубокого преобразования ОБ (Купер) и медленного преобразования ОБ (Гипсленд), что следует из анализа кривых типа моделей прогресса, показывающих зависимость между ростом отражательной способности витринита и глубиной погружения отложений.

На IX Международном нефтяном конгрессе (Токио, 1975 г.) в двух докладах были продемонстрированы результаты анализа истории нефтегазообразования с целью установления оптимальных обстановок формирования залежей нефти и газа. Один доклад - К. Брюса и Е. Паркера - касался бассейна Маккензи, другой - А. Лутца с соавторами - условий газообразования в Голландии [Вопросы..., 1977].

Картирование зон катагенетической преобразованности ОБ меловых отложений бассейна Маккензи в единицах ЛОМ показало, что в зоне со значениями ЛОМ ниже 9 ОБ является незрелым и не генерирует УВ. В интервале ЛОМ от 9 до 13 имеет место генерация жидких УВ, а в зоне с величинами ЛОМ более 13 идет процесс газообразования. Тем самым было проведено нефтегеологическое районирование на генетической основе и выделена площадь, наиболее благоприятная для поисков в ее пределах нефтяных скоплений.

Исследования в Голландии позволили выявить главную зону газообразования и установить временной интервал проявления главной зоны газообразования (ГФГ) в отложениях карбона (рис. 4).

В качестве еще одного примера можно привести исследования В.Доу [Dow, 1977] генетических зон нефтегазообразования в бас-

¹ ЛОМ - Level of Organic Metamorphism - условная шкала катагенеза ОБ, предложенная австралийцем Р.П. Сатгейтом [R.P. Suggate].

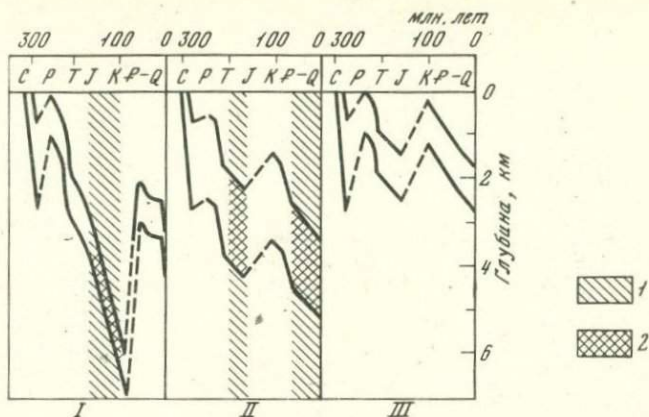


Рис. 4. График погружения и генерации газа в трех главных структурных элементах Голландии

I - Центральнo-Нидерландский бассейн; II - поднятие Гронинген; III - Центральнo-Нидерландский вал

1 - временной интервал проявления ГФГ, 2 - угольные пласты в зоне ГФГ

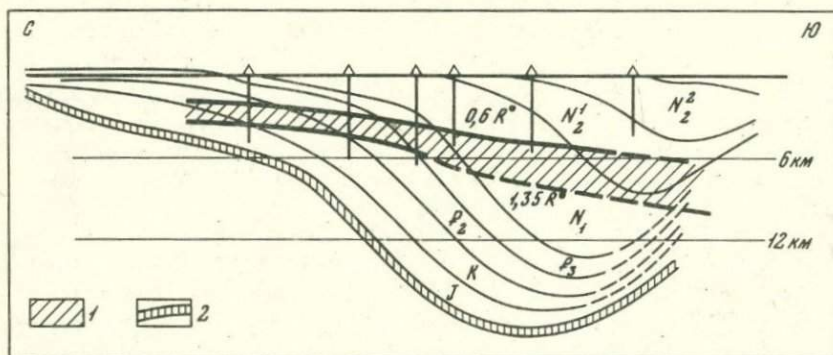


Рис. 5. Положение ГЗН в разрезах северной части Мексиканского нефтегазоносного бассейна, по В. Дов [Dow, 1977]

1 - ГЗН; 2 - соль. Приведены значения отражательной способности витринита

сейне Мексиканского залива. Дов для анализа и выявления ГЗН использует показатели преломления витринита и устанавливает глубинный интервал этой зоны в бассейне (рис. 5).

Однако метод моделей прогресса имеет, по крайней мере, три ограничения. Первое связано с перерывами: при наличии в бассейне

многократных перерывов реконструкция истории прогибания становится затруднительной и может иметь большие погрешности. Второе ограничение накладывают складкообразовательные процессы: зоны, испытавшие интенсивное влияние динамокатагенеза, должны быть исключены из анализа методом моделей прогрева, так как в этом случае уровень катагенеза не будет прямо зависеть от глубины захоронения отложений. Третье ограничение возникает при отсутствии данных по палеотемпературам.

Литература

- Бурштар М.С., Бизнигаев А.Д. Образование и размещение скопленных углеводородов в пределах молодых платформ. М.: Недра, 1969. 343 с.
- Вассоевич Н.Б. Происхождение нефти. - Вестн. МГУ. Сер. геол., 1975, № 6, с. 3-23.
- Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Корчагина Ю.И., Соколов Б.А. Историко-геолого-геохимический метод оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов. - Изв. АН СССР. Сер. геол., 1971, № 11, с. 56-60.
- Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Егоров В.А. и др. Геолого-геохимическое обоснование нефтегазоносности Московской синеклизы. М.: ВНИИОЭНГ, 1972. 72 с.
- Вассоевич Н.Б., Соколов Б.А. Современные достижения в развитии осадочно-миграционной теории образования и накопления нефти и газа. - Изв. вузов. Геол. и разв., 1976, № 5, с. 67-72.
- Вопросы поисков нефти и газа. М.: ВНИИОЭНГ, 1977. / Авт. Г.П. Ованесов, Л.И. Ровнин, А.Г. Алексин и др. 84 с.
- Высоцкий И.В., Корчагина Ю.И., Соколов Б.А., Яковлев Г.Е. Опыт оценки нефтегазообразования в крымской части Северо-Черноморского нефтегазоносного бассейна. - В кн.: Повышение эффективности подготовки ресурсов газа и нефти в связи с перспективами развития газовой и нефтяной промышленности Украинской ССР. Харьков: УкрНИИгаз, 1974, с. 115-116.
- Высоцкий И.В., Корчагина Ю.И., Соколов Б.А., Яковлев Г.Е. О возможной нефтегазоносности глубоких горизонтов Северо-Черноморского бассейна. - В кн.: Повышение эффективности разработки и ускорения ввода в промышленное освоение месторождений газа в Украинской ССР. Харьков: УкрНИИгаз, 1976, с.192-193.
- Думнов Е.Д. Историко-геологические предпосылки оценки перспектив газоносности Чу-Сарысуйского бассейна: Автореф. канд.дис. М.; МГУ, 1975. 28 с.
- Карцев А.А. Геохимические закономерности размещения нефтей разного состава в недрах: Автореф. докт. дис. М.; МИНХиГП, 1960.
- Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. - М.: Недра, 1976. 249 с.
- Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
- Конторович А.Э., Трофимук А.А. К методике изучения истории залежей нефти и газа. - Геол. нефти и газа, 1973, № 7, с. 18-24.

- Корчагина Ю.И., Четверикова О.П. Методы исследования рассеянного органического вещества осадочных пород. М.: Недра, 1976. 230 с.
- Ларченков Е.П. Историко-генетические предпосылки нефтегазоносности юго-восточной части Лено-Вилуйского нефтегазоносного бассейна: Автореф. канд. дис. М.; МГУ, 1978. 19 с.
- Лопатин Н.В. Температура и геологическое время как факторы углефикации. - Изв. АН СССР. Сер. геол., 1971, № 3, с. 95-106.
- Максимов С.П., Ильинская В.В., Голованова С.И., Муромцева В.А. Генетическая связь углеводородов отбензиненной части нефтей с органическим веществом кембрийских отложений Балтийской синеклизы. - Геол. нефти и газа, 1977, № 2, с. 42-47.
- Максимов С.П., Калинин М.К., Ботнева Т.А. и др. Геотермические условия развития циклов нефтегазообразования. - Геол. нефти и газа, 1975, № 11, с. 35-41.
- Минский Н.А. Формирование нефтеносных пород и миграция нефти. М.: Недра, 1975. 288 с.
- Польстер Л.А., Висковский Ю.А., Садыкова П.И. и др. Некоторые закономерности размещения скоплений углеводородов в нефтегазоносных бассейнах. М.: Недра, 1976. 136 с.
- Ручнов В.И. О главной фазе нефтегазообразования в нижнемеловых отложениях восточной части Западно-Кубанского прогиба. - В кн.: Материалы научной студенческой конференции. М.: Изд-во МГУ, 1973.
- Успенский В.А., Радченко О.А., Горская А.И., Шишкова А.П. Методы битуминологических исследований. Л.: Недра, 1975. 320 с.
- Dow W.G. Petroleum source on continental slopes and rises. Geology of continental margins. - AAPG Contin. Educ. Course, Note Ser., 1977, N 5, p. 1-37.
- Shibaoka N., Bennett A.J.R., Gould K.W. Diagenesis of organic matter and occurrence of hydrocarbons in some Australian sedimentary basins. - APEA J., 1973, 13, pt 1, p. 73-80.
- Shibaoka N., Bennett A.J.R. Patterns of diagenesis in some Australian sedimentary basins. - APEA J., 1977, 17, pt 1, p. 58-63.
- Tissot B. Ver l'evaluation quantitative du petrole formé dans les bassins sedimentaires. - Rev. assoc. franc. techn. petrole, 1973, N 222, p. 27-31.

М. И. Суббота, А. Ф. Романюк

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИЗУЧЕНИЯ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ

Нефтематеринские толщи зарождаются и формируются в условиях водной среды, когда осадки полностью пропитаны водой. Воды способствуют созданию восстановительной геохимической обстановки, предохраняющей органическое вещество (ОВ) донных осадков и пород от преждевременного полного разложения и окисления.

Благоприятная гидрогеохимическая восстановительная среда необходима на всех этапах преобразования ОВ нефтематеринских толщ вплоть до генерации углеводородов (УВ) и концентрации последних в залежи. Под нефтематеринскими толщами обычно понимаются осадочные образования (чаще всего глинистые), содержащие повышен-

ные относительно фона концентрации преимущественно сапропелевого рассеянного ОВ (обычно больше 0,5-1% на породу). В состав нефтематеринских толщ следует включать и коллекторы, в которые эмигрируют УВ. Считается, что только обогащенные ОВ породы при их погружении и достижении главной фазы нефтеобразования (ГФН) могут генерировать УВ в достаточных для формирования залежей нефти количествах. Подсчеты показывают, что в горных породах содержится огромное количество рассеянного ОВ, в десятки и сотни раз превышающего запасы нефти и газа.

В настоящее время недостаточно изучены механизм эмиграции микроконцентраций новообразующихся УВ, генерирующихся преимущественно в глинистых слабопроницаемых породах, в пористые или трещиноватые коллекторы и механизм их концентрации. Условия генерации УВ в осадочных породах и следы их эмиграции из нефтематеринских толщ в породы-коллекторы изучали многие исследователи - Н.Б. Вассоевич, С.Г. Неручев, А.А. Трофимук, К.Ф. Родионова, В.А. Соколов, А.М. Акрамходжаев, А.Э. Конторович, О.П. Четверикова, Т.П. Жузе, М.Ф. Двали, Е.С. Ларская и др. (см. литературу в конце статьи). Некоторые исследователи находили в породах эмигрирующие УВ, которые они связывали с процессами формирования залежей нефти. Факт этот не вызывает сомнений. Но каким образом эмигрировавшие в коллекторы рассеянные УВ концентрируются и образуют залежь нефти, до сих пор недостаточно известно.

Высказывались предположения, что если бы нефтематеринскими толщами были легко проницаемые породы (например, песчаники), то проблема концентрирования рассеянных УВ в нефтяные залежи решалась бы проще. Так, допускают, что нефть зарождается не только в трудно проницаемых глинистых породах и в проницаемых песчаниках, но и непосредственно в воде водоносных горизонтов, т.е. существуют нефтепроизводящие водоносные горизонты. Например, М.Е. Альтовский [Альтовский и др., 1962] предполагал, что сами воды, инфильтрующиеся в пористый пласт, насыщенные органическим веществом еще на поверхности за счет живого и отмершего ОВ, могут генерировать нефть в процессе их проникновения по пласту-коллектору в глубь артезианского бассейна в область высоких температур. М.А. Гатальский [1974] вводит понятие о нефтепроизводящих водоносных комплексах, в которых непосредственно происходит генерация и концентрация УВ. Это, по мнению М.А. Гатальского, снимает такие основные дискуссионные вопросы нефтяной геологии, как проблема первичной эмиграции УВ из мест образования в коллектор. О возможности образования нефти за счет водорастворимых органических соединений писали В.И. Молчанов и А.А. Гонцов [1970]. Однако и этот "вариант" нефтепроизводящих толщ встречает серьезные трудности.

Нами совместно с Я.А. Ходжакулиевым и О.П. Абрамовой [Ходжакулиев и др., 1972] изучалось водорастворенное ОВ в пластовых водах различных нефтегазоносных бассейнов Средней Азии

и Украины. В большинстве случаев обнаруживались очень низкие концентрации различных компонентов растворенного ОВ. Например, в непосредственной близости от залежей нефти в Каракумском бассейне воды мезозойских отложений содержат обычно только 5–10 мг/л органического углерода (хлороформенный экстракт) ($C_{\text{орг-хл}}$), 0,6–1,4 мг/л бензола, 0,4–2,4 мг/л толуола и 0,4–1,4 мг/л фенолов. За пределами зон нефтегазонакоплений концентрации ОВ в водах на тех же глубинах резко снижаются: количество $C_{\text{орг-хл}}$ не превышает 2 мг/л, бензола 0,05 мг/л, толуола меньше 0,05 мг/л, фенолов меньше 0,1 мг/л.

Повышенные концентрации водорастворенного ОВ встречаются не только в непосредственной близости от залежей нефти (где они чаще всего представляют ореол рассеяния), но и в очагах современного нефтегазообразования, разогретых до температуры 80–120°C и выше [Суббота и др., 1970]. В пределах таких очагов в Каракумском бассейне концентрации $C_{\text{орг-хл}}$ в водах юрских отложений повышаются до 3–5 мг/л и более, бензола до 0,1–0,3 мг/л, фенолов до 0,2–0,5 мг/л. На отдельных участках встречаются и более высокие концентрации.

В Предкарпатской нефтегазоносной области в водах менилитовых отложений обнаруживаются высокие концентрации нафтеновых кислот, превышающие 60 мг/л. Максимальные концентрации приурочены к водам гидрокарбонатно-натриевого типа. В водах же хлоркальциевого типа за счет более низкой растворимости концентрации нафтеновых кислот снижаются в 2–3 раза и более.

Из-за недостаточной изученности всех компонентов водорастворенного ОВ трудно сделать окончательные выводы. По-видимому, общее их количество в водах значительно выше. Отдельные факты свидетельствуют, что в пластовых водах нефтегазоносных бассейнов в повышенных концентрациях растворены летучие с водяным паром органические соединения, близкие нефтяным. Они только сейчас начинают изучаться.

Коэффициенты растворимости многих органических веществ в водах, насыщенных различными солями, не изучены. По единичным анализам известно, что растворимость сырой нефти в воде очень слабая и не превышает 0,1–0,2 г/кг, а бензина – около 0,01–0,03 г/кг для пресной воды. Растворимость в воде главных углеводородных компонентов нефти не определена из-за трудностей, связанных с необходимостью тонких анализов и неразработанности методики. Изучены лишь коэффициенты растворимости в пресных водах некоторых ароматических УВ, в том числе нафталинового ряда и др. [Гусева, Парнов, 1963]. Установлено, что при высоких температурах (80–100°C) растворимость ароматических УВ может достигнуть 2,7–3,9 г/л. Однако в природных условиях такие концентрации ароматических УВ нигде не наблюдались.

Настало время, когда без знаний величины коэффициентов растворимости в воде различных компонентов нефти невозможно решить вопрос об условиях переноса УВ пластовыми водами и особенно про-

цесс выделения УВ в свободную фазу при формировании нефтяных залежей.

Выделение из воды "излишков" УВ при снижении растворимости может происходить при следующих условиях: 1) снижении температуры пластовой воды, 2) повышении минерализации, 3) изменении химического состава воды, 4) повышении газонасыщенности воды, 5) изменении пластового давления, 6) воздействии механических сил (например, встряхивания). Но таких общих знаний теперь совершенно недостаточно.

Известно, что процесс преобразования рассеянного ОВ в УВ, из которых складывается нефть, очень медленный. Процесс эмиграции новообразованных УВ из нефтематеринских толщ и их миграция до ловушек, в которых накапливаются УВ, формирующие нефть, напротив, может быть относительно быстрым, даже скачкообразным. Это особенно относится к последнему акту — высвобождению УВ из воды в свободную фазу. На фоне постепенного длительного накопления в водах УВ его выделение при достижении границ насыщения может быть лавинным. Этому процессу способствует перестройка тектонического плана территории, всегда сопровождающаяся образованием многочисленных разрывов, трещин и резкой активизацией перемещения пластовых вод с растворенным УВ. Снижение пластового давления при миграции вод и изменение их температуры при сейсмической активности содействует выделению УВ в свободную фазу.

Необходимо обратить особое внимание на эту сложную проблему. Нам должны интересовать не только нефтематеринские толщи, но и условия концентрирования УВ, т.е. условия формирования первичных залежей нефти.

Литература

- Акрамходжаев А.М., Вассоевич Н.Б. Современное состояние проблемы нефтематеринских отложений терригенного типа. — В кн.: Состояние и задачи советской литологии, т. III. М.: Наука, 1970, с.87-95.
- Альтовский М.Е., Быкова Е.Л., Кузнецова З.И., Швец В.М. Органическое вещество и микрофлора подземных вод и их значение в процессе нефтегазообразования. М.: Гостоптехиздат, 1962. 295 с.
- Вассоевич Н.Б., Неручев С.Г. Возникновение, последующая эволюция и первичная миграция микронепти. — В кн.: Геология нефти. М.: Наука, 1964, с.9-21 (Международ. геол. конгр., 22 сессия. Докл. сов. геологов).
- Гатальский М.А. К проблеме нефтематеринских свит и нефтепроизводящих водоносных комплексов. — В кн.: Гидрогеологические условия формирования, сохранения и разрушения нефти и газа. — Тр. ВНИГРИ, 1974, вып. 348, с. 26-35.
- Гусева А.Н., Парнов Е.И. Растворимость некоторых ароматических углеводородов в воде. — Вестн. МГУ. Сер. химич., 1963, № 1, с. 76-79.
- Двади М.Ф. Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. — Тр. ВНИГРИ, 1963, вып. 211. 379 с.

- Жузе Т.П. Изучение закономерностей переноса битумов и нефтей в земной коре. - В кн.: Закономерности формирования и размещения месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1970, с. 30-44.
- Ларская Е.С., Четверикова О.П. О факторах литогенеза, определяющих продуктивность нефтегазоматеринских толщ. - В кн.: Влияние процессов литогенеза на формирование и продуктивность нефтегазоматеринских отложений. - Тр. ВНИГНИ, 1974, вып. 158, с. 132-148.
- Молчанов В.И., Гонцов А.А. Водорастворимые органические соединения как исходные вещества нефтей. - ДАН СССР, 1970, 191, № 3, с. 681-683.
- Неручев С.Г. Развитие представлений о нефтематеринских свитах. - В кн.: Геология и геохимия. Л.: Гостоптехиздат, 1960, с.7-19.
- Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1969. 240 с.
- Родионова К.Ф. Геохимия рассеянного органического вещества и нефтематеринские породы девонских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной области: Автореф. докт. дис. М.: ИГиРГИ, 1965. 45 с.
- Соколов В.А. Процессы образования и миграции нефти и газа. М.: Недра, 1965. 276 с.
- Суббота М.И., Ходжакулиев Я.А. и др. О температурных реакторах нефтегазоносных бассейнов Средней Азии. - Изв. АН ТуркмССР. Сер. физ.-техн., хим. и геол. наук, 1970, вып. 3, с. 73-77.
- Трофимук А.А. Проблема диагностики нефтематеринских свит. - Геол. и геофиз., 1963, № 4, с.116-121.
- Трофимук А.А., Конторович А.Э. Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ. - Геол. и геофиз., 1965, № 12, с.3-14.
- Ходжакулиев Я.А., Суббота М.И., Абрамова О.П. Водорастворенное органическое вещество и его нефтегазопоисковое значение. Ашхабад: Статистика, 1972. 232 с.
- Четверикова О.П. Об определении степени катагенетической превращенности рассеянного органического вещества. - В кн.: Влияние процессов литогенеза на формирование и продуктивность нефтегазоматеринских отложений. - Тр. ВНИГНИ, 1974, вып. 158, с.93-99.

**Р. А. Твердова, В. А. Чахмахчев,
В. П. Филиппов, А. Н. Асташова**

ОТРАЖЕНИЕ ГЛАВНОЙ ФАЗЫ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ В СОСТАВЕ НЕФТЕЙ, ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД И ПЛАСТОВЫХ ВОД

Многолетние комплексные геохимические исследования Волгоградского нефтегазоносного региона дают возможность проследить изменение свойств нефтей, органического вещества (СК)¹ пород и пластовых вод в главной зоне нефтеобразования (ГЗН). Последняя

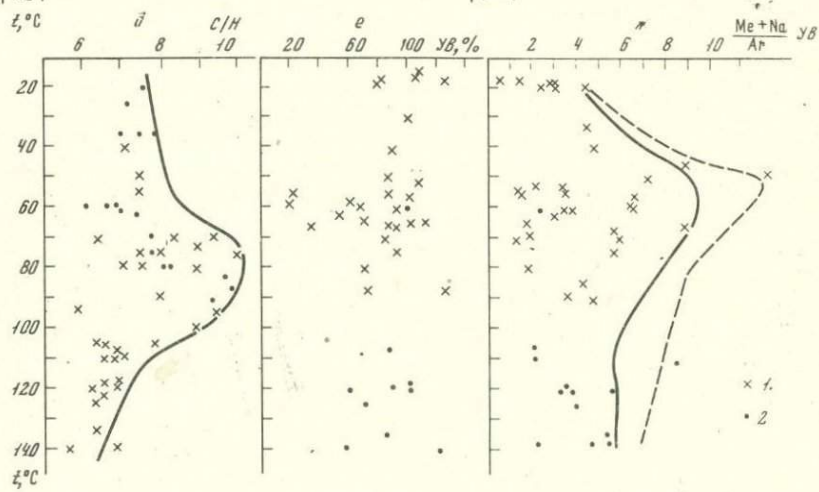
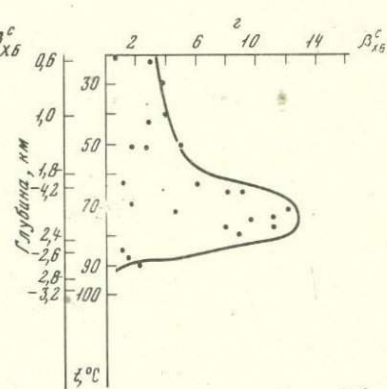
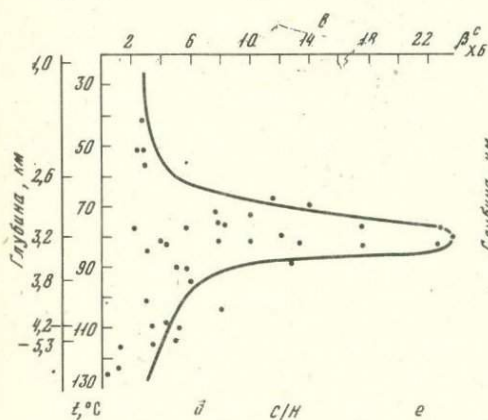
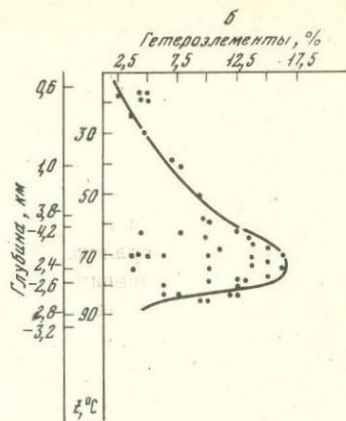
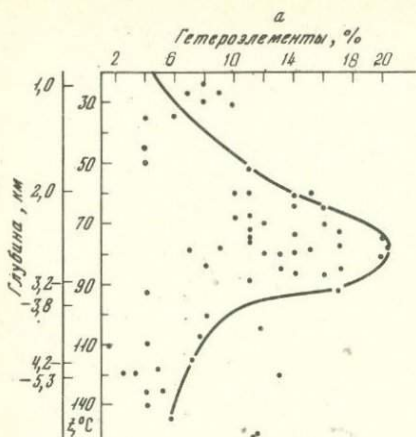
¹ Принята аббревиатура, рекомендуемая кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ (Нефтематеринские свиты..., 1977).

в рассматриваемом осадочно-породном бассейне установлена в интервале глубин 2-3,5 км [Габриэлян и др., 1971; Закономерности..., 1975]. По данным Н.В. Лопатина [1969] и П.А. Карпова [Габриэлян, Карпов, 1969] начало главной фазы нефтеобразования (ГФН) соответствует подстадиям позднего протокатагенеза, градации ПК₃ (Б₃) и раннего мезокатагенеза, градации МК₁ (Д), а окончание - границе между подстадиями ср дней и поздней зон мезокатагенеза, градации МК₃ - МК₄ (Ж-К).

Территория Волгоградской области представляет собой сложную в тектоническом отношении область прогибания. Периоды регрессий и перерывов приурочены к главным этапам формирования структуры и выражаются изменением мощности отложений на 300-600 м, а в отдельных районах - на 800-1000 м.

Влияние степени катагенетического преобразования на характеристику СК и хлороформенных битумоидов (ХБ) прослежено для пород яснополянского подъяруса карбона и терригенного девона. Накопление глинистых разностей в рассматриваемых отложениях происходило в условиях восстановительной и резковосстановительной среды. Породы, слагающие изучаемый разрез, являются осадками морского бассейна с нормальной соленостью, накопление которых происходило в условиях гумидного и теплого климата. Преобладающим в исходных седиментах является алиновый (сапропелевый) тип СК [Закономерности..., 1975].

По характеру изменения СК и его компонентов (рис. 1) отложения яснополянского подъяруса и терригенного девона разделяются на три гипсометрические зоны. Первая, составляющая верхнюю часть литосферы до глубин 2-2,5 км в терригенном девоне и 1,8-2 км - в разрезе яснополянского подъяруса, характеризуется монотонными изменениями различных показателей битуминозности по мере погружения пород. В интервале глубин в зависимости от термоградиента 2-3,2 км или 2,5-3 км - для пород терригенного девона и 1,8-2,5 или 2-2,8 км - в яснополянском подъярусе (вторая зона) присутствует большое количество автохтонного и параавтохтонного битумоида (см. рис. 1). Изменения содержания в СК синбитумоида и особенно его состава отражают результирующее действие разнонаправленных процессов генерации и первичной миграции. Содержание ХБ в породах данных зон резко возрастает (более 1,0%), а количество его в СК колеблется от 1,0 до 22%. По данным элементного состава, определенная часть синбитумоидов отличается высоким содержанием гетероэлементов (от 4 до 15% в яснополянском подъярусе и до 22% - в терригенном девоне). Доля УВ в ХБ возрастает от 20 до 70%. В первой зоне фиксируются также значительные колебания в величинах С/Н и коэффициенты алифатичности $K_A = (Me + Na) / Ar$. Современная температура во второй зоне изменяется в яснополянском подъярусе от 50 до 95°C, а в терригенном девоне - от 60 до 110-115°C. Зона в ОПБ, где наблюдается как генерация, так и резкое истощение РОВ битумоидными и УВ-компонентами, может быть отнесена к ГФН [Вассоевич и др.,



1969]. Начало ГФН соответствует для обоих стратиграфических комплексов подстадии раннего мезокатагенеза, градации МК₁ (Д), конец совпадает с подстадиями среднего и позднего мезокатагенеза, градации МК₃ - МК₄ (Ж-К).

Третья зона (с глубины = 3,5 км) охарактеризована пока незначительно. Этот этап знаменуется уменьшением доли ХБ в СК, а также УВ в ХБ и сопровождается увеличением содержания ароматических соединений, что фиксируется по снижению величины коэффициента алифатичности.

Вполне вероятно, что в условиях Волгоградской области в более жестких термобарических условиях происходит генерация легких газообразных УВ за счет разрушения керогена. Различные глубины ГЗН связаны с определенным температурным режимом рассматриваемого региона, а следовательно, с различными термобарическими условиями.

В разрезе яснополянского подъяруса кровля ГЗН на западе территории, где отмечаются высокие температурные градиенты, соответствует глубине 1,8 км; в терригенном девоне - 2-2,2 км. С погружением к востоку термоградиент уменьшается с 3,5 до 2,5°C [Титов, 1973]. Соответственно изменяются верхние и нижние границы ГЗН.

Известно, что процессы образования нефти сопровождаются интенсивной эмиграцией УВ из нефтепроизводящих пород. Эти процессы прослеживаются и по особенностям состава РОВ пластовых вод. В первой зоне до глубины 2-2,2 км воды содержат от 0,12 до 5 мг/л ХБ и до 3% гомологов метана (ТУ) в растворенных газах [Титов, 1973]. К интервалу глубин от 2,2 до 3,5 км приурочена вторая геохимическая зона, где наряду с низкими количествами ХБ и ТУ встречены и высокие их содержания. В третьей зоне (глубже 3,5 км) снова наблюдается уменьшение количества ХБ и ТУ в растворенных газах (рис. 2). При этом по элементному составу ХБ, выделенный из пластовой воды второй зоны (бобриковский горизонт), ближе к нефтяному битумоиду, чем ХБ пластовой воды верхней геохимической зоны (табл. 1).

Активное нефтеобразование и миграция, происходящие в период ГФН, естественно, должны были наложить определенный отпечаток и на закономерности изменения свойств нефтей.



Рис. 1. Зависимость изменения органического вещества и хлороформенного битумоида от глубины залегания и температуры вмещающих пород

a-*г* - содержание гетероэлементов в ХБ и коэффициент битуминозности ОВ; *a*, *б* - пород терригенного девона, *в*, *г* - пород яснополянского подъяруса нижнего карбона (палеотемпературы соответствуют глубинам разных тектонических зон); *д*-*ж* - характеристика ХБ: *д* - значения С/Н, *е* - содержание УВ; *ж* - коэффициент алифатичности УВ (*1*, *2* - породы: *1* - нижнего карбона, *2* - девона)

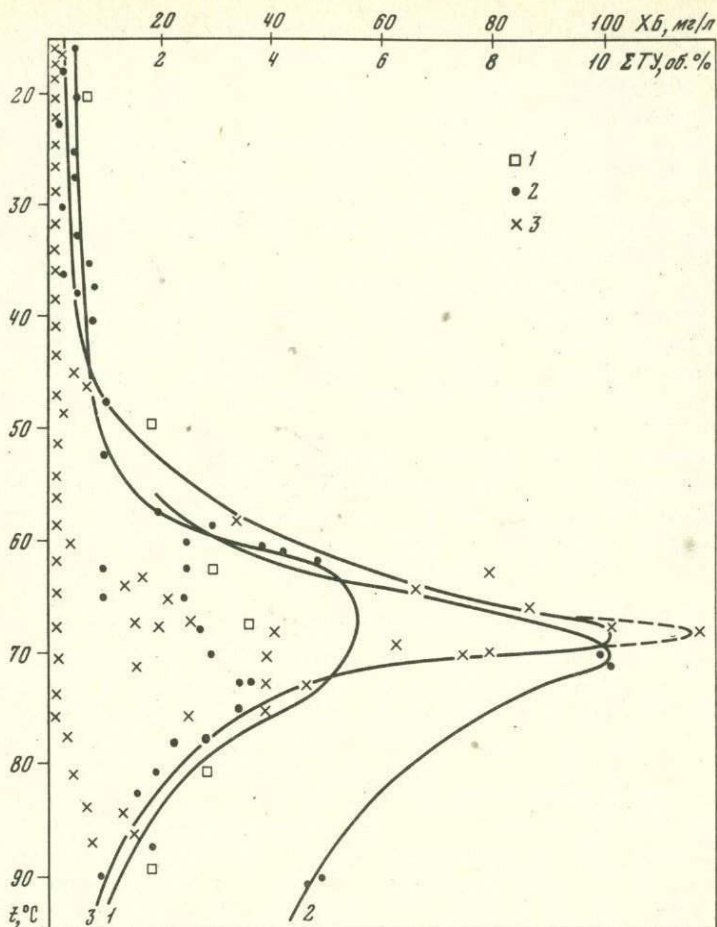


Рис. 2. Изменение суммы тяжелых углеводородов в растворенных газах и ХБ в РОВ пластовых вод палеозойских отложений

1, 2 - сумма ТУ в пластовых водах: 1 - каменноугольных отложений, 2 - девонских отложений; 3 - ХБ палеозойских отложений

В разрезе осадочного чехла палеозойских отложений выделялись две крупные геохимические зоны. Причиной разнообразия нефтей в первой (верхней) зоне являются гипергенные процессы, связанные с гидродинамически активной характеристикой разреза. В этой зоне наблюдается закономерное изменение свойств нефтей с глубиной. Во второй зоне, характеризующейся ослабленным и застойным гидрогеологическим режимом, не отмечалось зависимости свойств нефтей от глубины залегания [Габриэлян и др., 1971; Закономерности..., 1975].

Таблица 1

Элементный состав хлороформенного битумоида пластовых вод

Площадь	Глубина, м	Горизонт	Элементный состав, %			$(C + H)/(O + N + S)$
			C	H	O + N + S	
Качалинская	2660	бобриковский	79,0	10,0	11,0	8,1
Щербакская	980	казанский	70,0	8,0	22,0	3,6

Таблица 2

Величины корреляционных отношений для нефтей верхней и нижней геохимических зон

Параметры	Верхняя зона			Нижняя зона		
	Корреляционные отношения					
	глубина, м	пластовая температура, °C	критерий Фишера	глубина, м	пластовая температура, °C	критерий Фишера
Плотность	0,91	0,90	70	0,29	0,39	12
Сера	0,53	0,49	25	0,31	0,43	12
Парафин	0,75	0,74	35	0,42	0,53	13
Смоли	0,46	0,37	12	0,38	0,43	12
Фракции до 200°C	0,87	0,84	65	0,22	0,25	5,0

Математическая обработка анализов 780 проб показала, что как в верхней, так и в нижней геохимической зоне свойства нефтей (плотность, содержание твердого парафина, серы, смол, выход фракций до 200°C) зависят от глубины залегания вмещающих пород и пластовой температуры. Характер связи по уравнению $y = \frac{b}{x}$

$= A \cdot e^{-x}$ (где y – перечисленные свойства нефтей, x – глубина залегания или пластовая температура) между рассматриваемыми величинами в нижней геохимической зоне менее тесен, чем в верхней (табл. 2).

Однако величины корреляционных отношений для серы, смол и парафина близки в нефтях верхней и нижней геохимических зон, а значимость их высокая. Характерной особенностью второй геохимической зоны являются более высокие величины корреляционных отношений между свойствами нефтей и температурой, чем свойствами нефтей и глубиной залегания. Связь с температурой фикси-

Таблица 3

Структурно-групповой состав УВ изопарафино-нафтеновых и ароматических фракций нефтей Волгоградской области (в % на каждую фракцию)

Пластовая температура, °С	Температура кипения фракций, °С				
	200-250	250-300	300-350	350-400	400-450
Метиленовые группы в цепях					
20-40	25,7	31,2	35,8	38,7	40,6
40-80	35,0	36,9	39,7	41,3	42,8
80-120	35,3	37,1	39,9	43,0	44,6
Метильные группы					
20-40	28,2	26,7	25,8	24,2	23,5
40-80	26,1	25,4	25,0	23,7	23,0
80-120	26,0	25,2	24,9	23,0	22,1
Конденсированные ароматические структуры					
20-40	10,6	20,1	22,6	22,0	19,3
40-80	21,4	23,8	22,3	21,8	21,9
80-120	26,5	27,6	23,0	26,3	22,2

Таблица 4

Физико-химическая характеристика нефтей восточного склона Воронежского массива

Градации катагенеза	Плотность, d_{4}^{20}	Содержание, %			УВ-состав фракций НК - 200°C		
		фракций до 200°C	серы	парафина	М	Н	Ар
ПК ₃ (Б)	0,847	25	0,7-1,1	1,5	40	53	7
МК ₁ (Д)	0,823	38	0,24	3,5	50	43	7
МК ₂ -МК ₃ (Г-Ж)	0,818	40	0,17	5,4	55	35	10
МК ₄ (К)	0,820	42	0,12	8,0	52	33	15
МК ₅ (ОС)	0,781	50	0,09	-	63	27	6

руется и по изменению индивидуального УВ-состава бензинов 46 нефтей, определенного масс-спектрометрическим методом [Филлипов, Ленкова, 1973]. Данные, полученные этим методом, позволяют установить влияние температуры и на содержание метановых, изопарафиновых и конденсированных ароматических УВ в высококипящих фракциях нефтей (> 200°C). Четкое изменение УВ-состава данных фракций прослеживается до пластовой температуры 80°C. Менее заметно наблюдаются количественные изменения углеводородов при пластовой температуре выше 80°C (табл. 3).

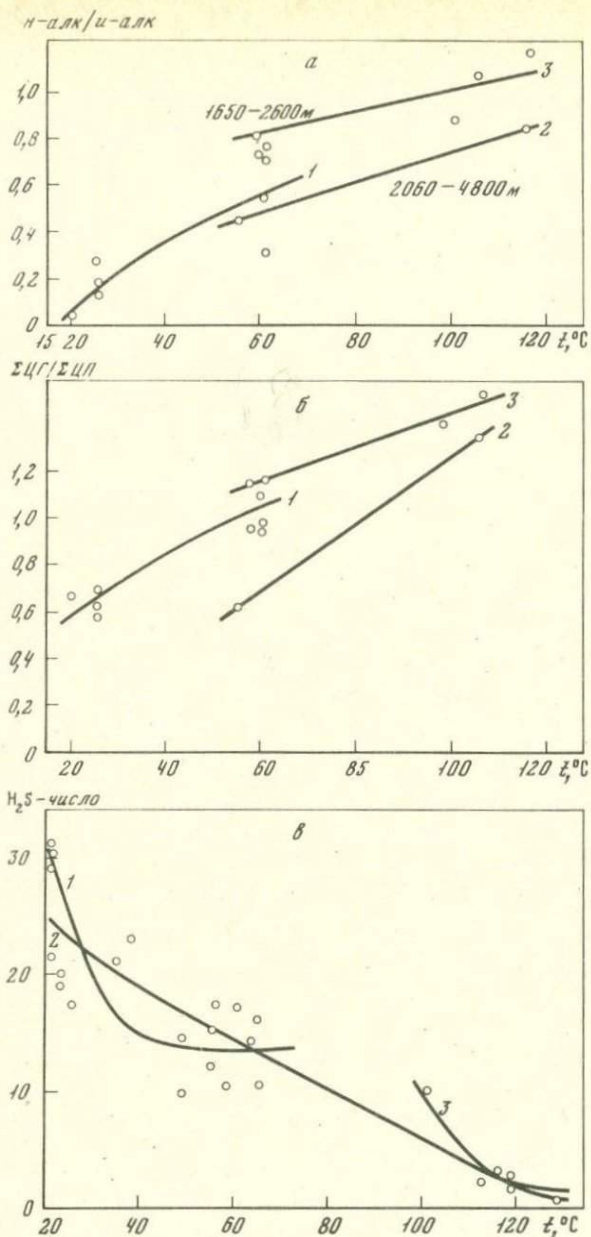


Рис. 3. Изменение отношений n -алканы/изоалканы (а), циклогексаны/циклопентаны (б) в бензиновых фракциях и сероводородного числа палеозойских нефтей (в)

1-3 - нефти отложений: 1 - нижнего карбона, 2 - верхнего девона, 3 - терригенного девона

Температурная зависимость УВ-состава бензинов наглядно проявляется при рассмотрении нефтей для отдельных литолого-стратиграфических комплексов, характеризующихся сходными фашиально-геохимическими условиями. С увеличением пластовой температуры от 20 до 120°C в нефтях нижнекаменноугольных, верхнедевонских отложений и терригенного девона увеличивается отношение n-алканов к изоалканам, в цикланах происходит накопление циклогексановых структур (рис. 3). Довольно убедительная связь с температурой наблюдается для сероводородных чисел нефтей (H_2S -число). При этом фиксируется не только верхний скачок (при температуре пласта 50°C), но и нижний, соответствующий пластовым температурам 100–110°C (см. рис. 3).

Наличие довольно закономерной зависимости свойств нефтей от температуры, особенно в зоне катагенеза, свидетельствует, по-видимому, о влиянии термобарических условий на химическую эволюцию нефтей. Следствием этого является соответствие свойств нефтей различным градациям катагенеза РОВ (табл. 4).

В отличие от СК пород и пластовых вод в нефтях наиболее наглядно проявляется изменение физико-химических свойств в интервале глубин первой геохимической зоны. Вторая нижняя граница устанавливается по H_2S -числу. Однако обе границы так же, как и в случае СК пород и пластовых вод, соответствуют подстадиям раннего мезокатагенеза, градации MK_1 (Д) и подстадии мезокатагенеза, градации MK_3 – MK_4 (Ж–К) и отражают границу ГФН. Отсутствие ярко выраженного нижнего скачка в свойствах нефтей может явиться следствием вторичных процессов формирования и разрушения залежей.

Таким образом, в исследуемом регионе ГФН проявляется в палеозойских отложениях в интервале глубин от 2 до 3,5 км. Она фиксируется по соответствующим скачкам в количественной и качественной характеристике РОВ и ХБ пород, ХБ и ТУ пластовых вод, а также по изменению свойств нефтей. Верхняя граница ГФН соответствует подстадии раннего мезокатагенеза, градации MK_1 (Д), нижняя – подстадиям среднего и позднего мезокатагенеза, градациям MK_3 – MK_4 (Ж–К).

Литература

- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В. Главная фаза нефтеобразования. – Вестн. МГУ. Сер. геол., 1969, № 6, с. 3–27.
- Габриэлян А.Г., Карпов П.А. Стадии и этапы изменения коллекторов терригенного девона восточного склона Воронежской антеклизы. – Геол. нефти и газа, 1969, № 3, с. 46–49.
- Габриэлян А.Г., Твердова Р.А., Катихин В.Р. Палеозойские нефти Волгоградского Поволжья. – Тр. ВолгоградНИПИнефть, 1971, вып. 16, с. 74–91.

- Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. М.: Недра, 1975, т. VII. /Авт. А.Г.Габриэлян, М.В.Анисимова, Р.А.Твердова и др. 280 с.
- Лопатин Н.В. О главной фазе нефтеобразования. - Изв. АН СССР. Сер. геол., 1969, № 5, с. 95-106.
- Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. Тезисы докладов семинара. М.: Изд-во МГУ, 1977.
- Титов В.И. Гидрогеологические условия глубокопогруженных и погребенных поднятий Волгоградского Поволжья: Автореф. канд. дис. М., ИГиРГИ, 1973. 23 с.
- Филиппов В.П., Ленкова З.И. Зависимость углеводородного состава бензиновых фракций нефтей Нижнего Поволжья от глубины залегания. - Тр. ВолгоградНИПИнефть, 1973, вып. 19, с. 39-41.

М. Н. Калинин, С. П. Левшунова

АДСОРБИРОВАННЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ГАЗЫ КАК ОДИН ИЗ КРИТЕРИЕВ ДИАГНОСТИКИ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ПОРОД

С целью диагностики нефтегазоматеринских пород многие исследователи используют информацию о составе и количестве углеводородов (УВ), углекислоты и азота газов закрытых пор пород [Рогозина, 1964]. Информация об адсорбированных углеводородных газах для этой цели еще никем не использовалась. Авторами разработана специальная методика извлечения указанных газов [Калинко, Левшунова, 1977], причем было установлено, что сравнивать между собой адсорбированные газы различных литологических разновидностей пород целесообразно по их удельному содержанию.

С целью выявления различий в характеристике адсорбированных углеводородных газов (УВГ) из разных геохимических зон нами были использованы образцы из заведомо нефтегазоматеринских и ненефтегазоматеринских толщ. В качестве последних исследовались песчаники коры выветривания фундамента Оренбургской области и туфы, пепел, вулканические бомбы и лавы, выброшенные при извержении вулкана Толбачик (1975-1976 гг.).

К числу нефтегазоматеринских в пределах Волго-Уральской области относят отложения средне-позднедевонского и турнейского возраста [Родионова, 1967]. Содержащееся в них органическое вещество (ОВ) преобразовывалось в диагенезе в восстановительной и резковосстановительной геохимической обстановках и достигло средних стадий катагенеза, что привело к накоплению значительных количеств сингенетичных жидких УВ - от 0,7 до 2,1 кг/м³. В данный момент указанные отложения находятся в зоне мезокатагенеза, и газообразование, сопутствующее нефтеобразованию, привело к сохранению в адсорбированном состоянии больших количеств

УВГ. Удельные содержания рассматриваемых газов в известняках и доломитах колеблются от 20 до 35 см³/кг и максимальны в известковых глинах живецкого возраста - 54,0 см³/кг. В данном комплексе адсорбированные газы наиболее жирные: содержание метана в УВГ колеблется от 53 до 72%, присутствуют все гомологи до гексана включительно, отношение изомеров бутана к нормальному низкое - 0,3-0,6, лишь в единичном образце - 1,3. "Жирный" состав адсорбированных УВГ подтверждает положение о преобразовании заключенного в средне-верхнедевонских и турнейских отложениях ОВ в основном по пути нефтеобразования.

Более "сухой" состав адсорбированных УВГ при высоком содержании последних - 23-25 см³/кг - отмечен в глинистых алевролитах и известняках из альбских и среднетриасовых отложений Восточного Предкавказья. Однако в отличие от адсорбированных газов палеозойских отложений юго-восточной части Русской платформы состав их более "сухой": содержание метана повышается до 92-93%, отношение изомеров бутана к нормальному высокое - 0,9-1,2, пентан и гексан практически отсутствуют.

Более низкие концентрации адсорбированных УВГ (ниже 20 см³/кг) наблюдались в среднекаменноугольных отложениях юго-восточной части Русской платформы, содержащих ОВ преобладающе гумусового и гумусово-сапропелевого типа. Сочетание такого характера ОВ с менее благоприятными условиями преобразования ОВ в диагенезе (слабовостановительные, нейтральные и субокислительные геохимические обстановки) преопределило, вероятно, и несколько меньшие масштабы образования газообразных УВ по сравнению с газами, описанными выше. В адсорбированном состоянии также сохранилось несколько меньшее количество УВГ (удельные содержания от 4 до 11 см³/кг). Рассматриваемые отложения характеризуются большим содержанием метана, чем газы девон-нижнекаменноугольного комплекса (СН₄ = 81-92%, гексан и пентан часто отсутствуют, колебание отношения изомеров бутана к нормальному - 0,6-1,4). Меньшие количества адсорбированных УВГ и более "сухой" их состав по сравнению с адсорбированными УВГ нижележащих отложений не позволяют нам так высоко оценивать нефтегазоматеринские свойства среднекаменноугольных отложений, как оцениваются свойства пород девон-нижнекаменноугольного возраста.

Песчаники коры выветривания фундамента Оренбургской области характеризуются низкими значениями удельных содержаний адсорбированных УВГ - 2,6 см³/кг. Количество метана в сумме УВГ составляет 68%, найдены все его гомологи до пентана. Газ имеет весьма специфический состав - в отличие от газов изученного седиментационного комплекса в нем отмечается высокое содержание непредельных УВГ - 12,4%, в то время как в газах палеозойских и мезозойских осадочных пород, рассмотренных выше, суммарное количество этилена, пропилена и бутилена не превышает 1%.

Были изучены адсорбированные УВГ в вулканических бомбах, пепле, лавах вулканов Толбачик и Тятя, образцы которых были любезно переданы нам Е.К. Мархининым. Все проанализированные образцы показали очень невысокие содержания адсорбированных УВГ — от 0,01 до 0,32 см³/кг. Содержание метана в групповом составе УВ колеблется от 55 до 84%. Уменьшенное количество метана отнюдь не связано с повышенным содержанием его более тяжелых гомологов, а объясняется присутствием больших количеств непредельных УВ — от 13 до 41%. Количество этилена, пропилена и бутилена часто превышает содержания соответствующих предельных УВ. Отношение изомерных и нормального бутанов изменяется в пределах 0,1–0,2. Наличие таких больших количеств непредельных УВ обусловлено, вероятно, развитием процессов пиролиза ОВ осадочных пород, захваченных магмой, о чем свидетельствуют ксенолиты этих пород в лаве или участках, контактирующих с вулканическим каналом. Не исключена возможность появления части УВГ в результате прохождения реакций Фишера — Тропша (гидрогенизация СО в присутствии железо-никелевых катализаторов, таких, как магнетит, гидрато-силикаты). Малые количества УВГ в изученных породах свидетельствуют о чрезвычайно низкой скорости прохождения таких реакций.

Таким образом, применение методики выделения адсорбированных УВГ позволяет охарактеризовать изученные породы по интенсивности образования УВГ, проходившего в виде самостоятельного процесса или сопутствующего нефтеобразованию. Такие нефтегазоматеринские свиты, как девон-нижнекаменноугольные отложения Волго-Уральской области и другие, характеризуются высокими удельными содержаниями адсорбированных УВГ (свыше 20 см³/кг), а нефтематеринские отложения — низкими удельными содержаниями (2–3 см³/кг и ниже). Групповой состав адсорбированных УВГ (преимущественно "сухой" или "жирный") указывает, в какую сторону (преимущественного газо- или нефтеобразования) шло преобразование ОВ.

Литература

- Калинко М.К., Левшунова С.П. Возможность использования при диагностике нефтегазоматеринских пород информации об адсорбированных углеводородных газах. — Геол. нефти и газа, 1977, № 2, с. 62–65.
- Рогозина Е.А. К вопросу о газовой фазе органического вещества пород. — Геол. нефти и газа, 1964, № 11, с. 35–37.
- Родионова К.Ф. Органическое вещество и нефтегазоматеринские породы девона Волго-Уральской области. М.: Недра, 1967. 358 с. (Тр. ВНИГНИ, вып. 53).

ДРЕВНИЕ НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ТОЛЩИ

По мере того как все дальше отодвигается граница возникновения жизни на Земле, все больший интерес вызывают докембрийские и кембрийские отложения в целях поиска в них нефти и газа. В настоящее время нефтегазоносность древнейших отложений Земли не вызывает сомнения, а проблема их изучения, по мнению Н.Б. Вассоевича с соавторами [Вассоевич и др., 1973], сводится главным образом к оценке масштабов нефтегазообразования и сохранности в них залежей нефти и газа. При этом перед исследователями возникают следующие вопросы: каковы концентрация органического вещества (ОВ) и форма его нахождения, степень катагенетической превращенности ОВ, как сказывается на преобразовании ОВ абсолютное геологическое время, исчисляемое в миллиардах лет, каковы масштабы генерации углеводородов (УВ), какой тип скоплений можно ожидать (нефть, газ, конденсат) и какова сохранность этих скоплений?

Решение этих вопросов позволит проводить научно обоснованные поиски УВ в древнейших осадочных породах.

В последние годы в нашей стране в литературе приводятся достаточно подробные сведения о содержании и составе ОВ в древних породах многих крупных регионов (Балтийская синеклиза, Мезенская впадина, Московская синеклиза, районы Восточной Сибири - Иркутский амфитеатр, Тунгусская, Лено-Вилуйская синеклизы и др.). Основные закономерности, выявленные в процессе изучения ОВ в этих регионах, следующие.

Для большинства древних осадочных отложений наиболее характерной чертой является крайне низкое содержание $C_{орг}$ (рис. 1). Концентрированные формы ОВ (сланцы, шунгиты) встречаются гораздо реже.

В Балтийской синеклизе, по данным В.А. Шеходанова с соавторами [Шеходанов и др., 1975], в кембрийских терригенных отложениях содержание $C_{орг}$ в среднем не превышает 0,3%, количество хлороформенного битумоида (ХБ) составляет 0,00 п - 0,0002%, содержание УВ очень низкое - не более 100 г/м³. В качестве нефтепроизводящих пород выделяется кембрийская толща кварцевых сланцев, которые в условиях усиливающегося катагенеза (эти отложения погружаются в сторону Балтийского моря) способны обеспечить формирование нефтяных месторождений на территории Калининградской области. Однако подсчеты количества УВ, которые могли отдать собственно кембрийские толщи, показали, что при мощности отложений в 20 м на площади 2000 км² нефтеемдача могла составлять только 10 млн. т. Такие масштабы генерации УВ вряд ли могли обеспечить достаточно крупные скопления нефти, а имеющиеся месторождения являются, по-видимому,

результатом дальней латеральной миграции [Шеходанов и др., 1975].

В Мезенской синеклизе мощность вендского комплекса около 0,8–1,1 км. Концентрация $C_{орг}$ в терригенных породах крайне низкая и не превышает 0,3% (среднее), а чаще составляет только 0,14%. Содержание ХБ в породах достигает лишь тысячных – десятитысячных долей процента, количество УВ также очень низкое – не более 60 г/м³ (см. рис. 1).

Если допустить, что все породы вендского комплекса принимали участие в генерации УВ, то при коэффициенте эмиграции, равном 0,4 (наиболее типичный для главной зоны нефтегазообразования; рассчитан для районов Волго–Уральской области, Северо–Черноморского бассейна и др.), количество эмигрировавших УВ с 1 км² площади не будет превышать 30 тыс. т/км³, что вряд ли сможет обеспечить образование крупных промышленных скоплений УВ.

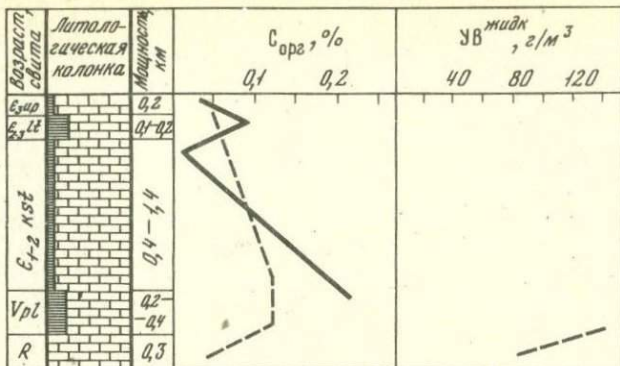
В Среднерусском бассейне среднее содержание $C_{орг}$ в кембрийских отложениях составляет 0,22% (0 ÷ 0,64%), в породах валдайской серии вендского возраста – до 0,30%. В составе вендских отложений в качестве нефтематеринских выделяется редкинская свита, обогащенная ОВ. Среднее содержание $C_{орг}$ достигает 1,27%; в центральной части бассейна оно выше, несколько уменьшаясь в его краевых частях. В пределах этой толщи максимальные концентрации $C_{орг}$ приурочены к кровле свиты, вниз по разрезу его количество снижается.

В распределении ХБ обнаруживается определенная закономерность: значения ХБ тем выше, чем выше $C_{орг}$ (0,04 ÷ 0,09% в обогащенных прослоях и 0,004 ÷ 0,009% в обедненных породах). Восстановленный битумоид преобладает над кислым (ХБ/ДСББ > 1). Степень битуминизации ОВ неодинакова и обусловлена его катагенетической преобразованностью – до глубин 1,5–1,8 км $\beta^{ХБ}$ составляет 1,1–1,2%, в условиях главной зоны нефтеобразования (ГЗН) – 4–6%, глубже 3,5 км (вне ГЗН) – 1,5%.

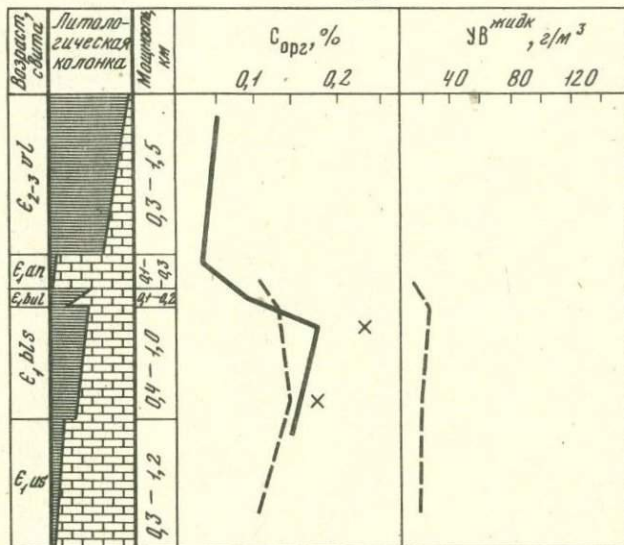
Наиболее высокий углеводородный коэффициент (μ_3) отмечается в породах, находящихся в условиях ГЗН (градации МК₁–МК₂) и достигает 2–7%. В краевых участках бассейна, где породы еще не вошли в ГЗН, значения μ_3 на порядок ниже и составляют всего лишь 0,2–0,3%. В групповом составе ХБ отсутствуют асфальтогеновые кислоты. В составе высококипящих УВ метаново–нафтенновые (МН) преобладают над нафтенно–ароматическими (НА). В отдельных прослоях нефтематеринской толщи в составе УВ обнаруживается неожиданно повышенное содержание НА УВ – до 30–50%. Однако расчеты показали, что в структуре последних присутствует лишь одно ароматическое кольцо. Подобный состав РОВ и породах древних толщ вполне сопоставим с соответствующими породами более позднего, фанерозойского, возраста, что позволяет рассматривать их в качестве нефтематеринских (НМП).

Подсчеты показали, что породы редкинской свиты венда мощностью до 0,1 км, находящиеся в условиях ГЗН, могли генерировать

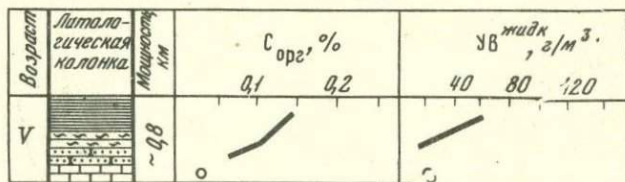
IA



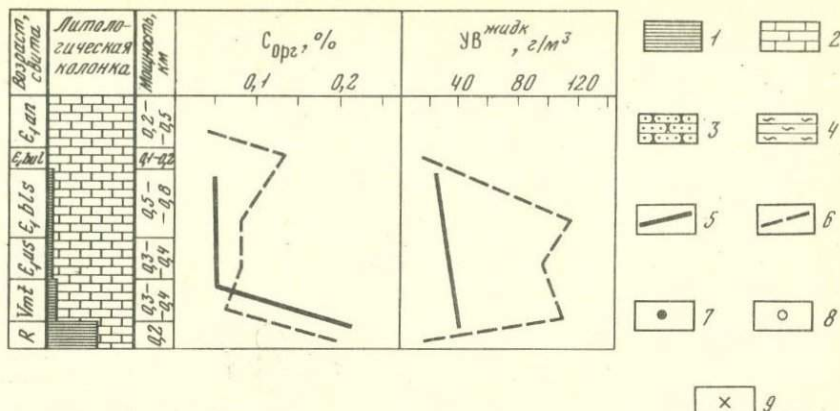
II B



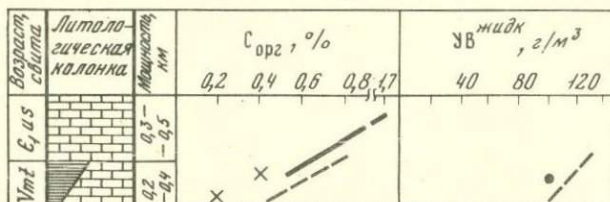
III



IB



IIГ



IV

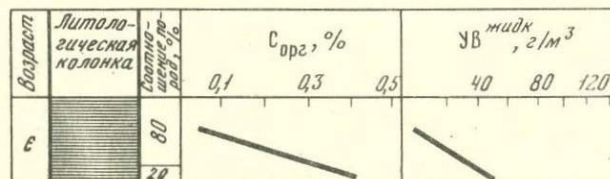


Рис. 1. Содержание органического углерода и жидких углеводородов в древних нефтематеринских породах

Бассейны: IA, IB - Тунгусский (IA - Туруханский район - Сухотунгусская, Нижнелетнинская, Анакитская, Тутончанская площади; IB - Байkitский район - Курумбинская, Тайгинская площади); IIВ-IIГ - Иркутский (IIВ - Присаяно-Енисейская синеклиза; IIГ - Непский свод); III - Мезенский, IV - Среднерусский

I-4 - породы: 1 - терригенные, 2 - карбонатные, 3 - песчаники, 4 - алевролиты; 5-8 - содержание $C_{орг}$ и жидких УВ: 5, 7 - в терригенных породах, 6, 8 - в карбонатных породах; 9 - содержание $C_{орг}$ по данным Д.И. Дробота с соавторами [Дробот и др.: 1976]

Названия местных стратиграфических подразделений даны в таблице

Возраст отложений, свита	Градации катагенеза	Мощность отложений, км	Содержание жидких УВ в породе, г/м ³	
<u>Тунгусский бассейн</u>				
Туруханский район				
Є ₁₋₂ kst	костинская	МК ₂	0,4-1,4	165
Vp1 R	платоновская	МК ₃	0,2-0,4	80
		МК ₄	0,3	80
Байкитский район				
Є ₁ an	ангарская	МК ₁	0,2-0,5	-
Є ₁ bul	булайская	МК ₁	0,1-0,2	60
Є ₁ bls	бельская	МК ₁	0,5-0,6	80
Є ₁ us	усольская	МК ₂	0,3-0,4	120
Vmt	мотская	МК ₂	0,3-0,4	180
R		МК ₄	0,2	35
Иркутский бассейн				
Присяжно-Енисейская синеклиза				
Є ₂₋₃ vl	верхоленская	МК ₂	0,3-0,5	-
Є ₁ an	ангарская	МК ₃	0,1-0,3	10
Є ₁ bul	булайская	МК ₃	0,1-0,2	22
Є ₁ bls	бельская	МК ₃	0,4-1,0	20
Є ₁ us	усольская	МК ₄	0,3-1,2	19
Непский свод				
Є ₁ us	усольская	МК ₂	0,3-0,5	130
Vmt	мотская	МК ₂	0,2-0,4	100
Среднерусский бассейн				
Vrd	редкинская	МК ₁ -МК ₂	0,05-0,2	575
Vrd	редкинская	МК ₄	0,1-0,2	31

Удельная газопроductивность, млн. м ³ /км ³	Содержание УВ, тыс. т/км ²		Коэффициент эмиграции	Источник
	исходное	эмигрировавшее		
<u>Тунгусский бассейн</u>				
Туруханский район				
100	90	30	0,3-0,6	Т.К. Баженова и др. [1972]
600	140	90	0,6-0,8	То же
700	102	82	0,8-0,9	"
Байкитский район				
80	-	-	-	"
200	54	10	0,1-0,3	"
200	150	30	0,1-0,3	"
200	170	70	0,3-0,6	"
200	240	100	0,3-0,6	"
600	4	3,5	0,8-0,9	"
Иркутский бассейн				
Присяжно-Енисейская синеклиза				
90-200	-	-	-	"
200-700	8	6	0,6-0,8	"
60-700	9	6	0,6-0,8	"
400-800	40	30	0,6-0,8	"
300-500	80	63	0,8-0,9	"
Непский свод				
700-3000	-	-	-	"
500-2000	80	50	0,3-0,6	"
Среднерусский бассейн				
-	80	32	0,4	Ю.И. Корчагина
-	5	2,5	0,5	То же

Таблица (окончание)

Возраст отложений, свита	Градации катагене- за	Мощность отложений, км	Содержание жидких УВ в породе, г/м ³
Мезенский бассейн			
Пешский прогиб			
V	МК ₄	1,1	31
Сафоновский прогиб			
V	МК ₄	0,8	73
Лешуконский прогиб			
V	МК ₄	0,9	80

с 1 км² до 80 тыс. т жидких УВ, а количество эмигрировавших УВ достигают 30 тыс. т. Плотность жидких остаточных УВ в редкинских отложениях, находящихся на более высоком катагенетическом уровне (градации МК₄), составляет всего лишь 5 тыс. т на 1 км², количество эмигрировавших УВ (при K_{эм} = 0,6) достигает 2,5 тыс. т/км² (таблица).

Основной комплекс пород рифей-вендских отложений в центральных районах Русской платформы, изученный Е.С. Ларской и О.П. Загуловой [Ларская, Загулова, 1973], оказался обедненным ОВ - содержание C_{орг} составляет 0,05-0,3% (фоновое значение 0,15%). Доля пород в разрезе, обогащенных ОВ (до 8%), не превышает 20%. Битуминозность пород крайне низкая и достигает лишь тысячных долей процента, относительно увеличиваясь в обогащенных ОВ глинистых прослоях (до 0,0n %). Незначительная битуминозность пород обусловлена низкой битуминизацией ОВ - β ХВ редко превышает 2%. Среднее содержание УВ в 1 м³ пород, обедненных ОВ, не превышает 60 г. В породах с повышенным содержанием ОВ оно может достигать 600-800 г/м³ и более. Ориентировочные подсчеты показали, что прослой пород, суммарной мощностью около 100 м, обогащенные ОВ, могли генерировать около 80 тыс. т/км² жидких УВ, а породы, обедненные ОВ, мощность которых в пять раз выше, - всего лишь 40 тыс. т/км².

В пределах Восточно-Сибирской платформы основным объектом на нефть и газ являются докембрийские (рифей, венд) и нижнекембрийские отложения. В Тунгусском бассейне древние отложения представлены мощной терригенно-карбонатной толщей, причем в западных частях (площади Анакитская, Сухотунгусская, Верхнелет-

Удельная газопродуктивность млн.м ³ /км ³	Содержание УВ, тыс.т/км ²		Коэффициент эмиграции	Источник
	исходное	эмигрировавшее		
	Мезенский бассейн			
	Пешский прогиб			
-	36	14	0,4	Ю.И. Корчагина
	Сафоновский прогиб			
-	53	21	0,4	То же
	Лешуконский прогиб			
-	71	28	0,4	"

нинская, Тутончанская) нижнекембрийские отложения представлены в основном карбонатной фацией; в юго-восточном направлении разрез обогащается эвапоритовыми образованиями (Куюмбинская и Тайгинская площади; рис. 2).

Характерной особенностью рифей-вендских отложений на изученных площадях является низкое содержание $C_{орг}$, составляющее 0,05-0,21% в терригенных породах и 0,04-0,19% - в карбонатных. Содержание $C_{орг}$ в различных свитах кембрия имеет такой же порядок, составляя обычно сотые-первые десятые доли процента (см. рис. 1), причем как в терригенных, так и в карбонатных породах они близки. Порода бедны битумоидами - хлороформенный экстракт из пород составляет лишь тысячные - десятитысячные доли процента, редко - сотые. Битумоидный коэффициент в древних породах, находящихся в зоне мезокатагенеза (в ГЗН), изменяется в довольно широких пределах от 0,1 до 20%, а в случае примеси миграционных компонентов увеличивается и до 50%. Пониженные значения $\beta^{ХБ}$ (до 2%) характеризуют породы, из которых часть микронепти эмигрировала в коллектор. В терригенно-карбонатных породах, обедненных ОВ (менее 0,1%), доля битумоида в составе ОВ относительно повышена.

В полном соответствии с содержанием $C_{орг}$ и ХБ фиксируется обедненность пород УВ - всего лишь 35-160 г/м³. В редких случаях количество УВ возрастает до 180-300 г/м³ (карбонатные породы платоновской и костинской свит). Плотность жидких УВ для изученных пород рифей-вендского комплекса с учетом их мощности (0,2-0,7 км) на 1 км² составляет 250 тыс. т, а для всего нижнего кембрия (мощность 1,7 км) - 370 тыс. т. (см. таблицу).

Удельная газопродуктивность рифей-вендских отложений составляет 700-800 млн. м³/км³, что в среднем в 4 раза выше, чем в породах всего кембрия, - 100-680 млн. м³/км³ (см. таблицу).

В пределах Иркутского бассейна на Непском своде изучались отложения мотской свиты венда и усольской свиты нижнего кембрия, в Присаяно-Енисейской синеклизе - весь разрез нижнего кембрия, от усольской до ангарской свиты включительно. Содержание $C_{орг}$ как в терригенных, так и в карбонатных породах мотской свиты одинаково и составляет 0,2-0,7%. Содержание ХБ относительно повышено (0,00n-0,n %) и обнаруживает тенденцию к возрастанию по мере увеличения количества $C_{орг}$. Коэффициент битуминозности изменяется от 1 до 30%, что, по-видимому, обусловлено наличием различных генетических типов битумоидов в этих отложениях. Этот вывод подтверждается результатами элементного анализа ХБ. При переходе от остаточных ($\beta^{ХБ} = 1,6\%$) к сингенетичным ($\beta^{ХБ} = 3,7\%$) и параавтохтонным ($\beta^{ХБ} = 28\%$) битумоидам в их элементном составе возрастает содержание С и Н и уменьшается количество гетероэлементов (от 11 до 5,6 и 2,5% соответственно).

Битуминозность и содержание ОВ как в терригенных, так и в карбонатных породах увеличиваются с юго-запада (Южно-Усть-Кутская площадь) на северо-восток, достигая максимума на Ярактинской площади, и относительно снижается на Преображенском участке. При этом если на Южно-Усть-Кутской и Омолуйской площадях распространены относительно кислые по составу битумоид, то на Ярактинской и Преображенской площадях, находящихся по сравнению с первыми двумя в более приподнятых структурных условиях, битумоид представлен преимущественно параавтохтонными и аллохтонными формами. Подобное распределение РОВ и битуминозных компонентов в породах, по-видимому, свидетельствует о направлении латеральной миграции микро нефти из смежных с Непским сводом прогибов. Именно на этих относительно приподнятых участках из отложений мотской свиты были получены притоки нефти и газа (Ярактинское газоконденсатное и нефтяное месторождение, Преображенское газовое месторождение).

Распределение содержаний жидких УВ в породах мотской свиты находится в соответствии с распределением ХБ, увеличиваясь от 30 г/м³ (при низких значениях ХБ) до 500 г/м³ в случае высоких содержаний ХБ. Расчеты, выполненные по определению масштабов генерации УВ в вендских отложениях мощностью 0,2-0,4 км, показали, что в них могло образоваться до 80 тыс. т/1 км² микро нефти, а удельная газопродуктивность этих пород составляет 0,5-2 млрд. м³/км³ (см. таблицу).

Содержание $C_{орг}$ в терригенно-карбонатных отложениях усольской свиты на Ярактинской площади в среднем достигает кларковых значений как для карбонатных (0,3%), так и для терригенных (0,8%) пород. В разрезе встречаются прослои, обогащенные ОВ,

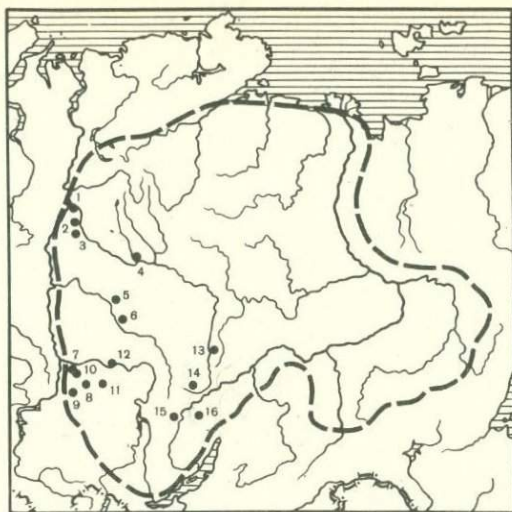


Рис. 2. Схема расположения изученных площадей на Сибирской платформе (оконтурена)

1 - Верхцелетинская, 2 - Сухотунгусская, 3 - Анакитская, 4 - Тутончанская, 5 - Куямбинская, 6 - Тайгинская, 7 - Карaulьнинская, 8 - Тынысская, 9 - Сутягинская, 10 - Сидоровская, 11 - Фединская, 12 - Богучанская, 13 - Преображенская, 14 - Ярактинская, 15 - Южно-Усть-Кутская, 16 - Омолойская

где содержание $C_{орг}$ возрастает до 1,7%. Битуминозность пород относительно высокая (0,0п-0,п %) и в среднем на порядок выше в терригенных породах, чем в карбонатных. Значения β^{XB} изменяются от 1 до 17%. Повышенное содержание $C_{орг}$ обусловило сравнительно высокую удельную газопродуктивность (0,7-3 млрд. m^3/km^3) пород усольской свиты, находящихся на градации MK_2 .

В пределах Присаяно-Енисейской синеклизы породы нижнего кембрия, находящиеся на градациях MK_2 - MK_4 , значительно беднее ОВ: и в карбонатных, и в терригенных отложениях $C_{орг}$ в среднем составляет 0,03-0,17%. Породы бедны также битумоидами и УВ: $XB=0,000п-0,00п$ %, $УВ$ - не более 50 $г/м^3$. Данные о распределении плотности жидких УВ и удельной газопродуктивности в различных свитах нижнего кембрия приведены в таблице.

Обширные работы по изучению содержания и состава РОВ в докембрийских и кембрийских отложениях Иркутского бассейна были выполнены Ю.М. Шуменковой с соавторами [Шуменкова и др., 1973], Д.И. Дроботом, А.Н. Золотовым, А.Э. Конторовичем [Дробот и др., 1974], Д.И. Дроботом, Р.Н. Пресновой, А.С. Анциферовым [Дробот и др., 1976], В.В. Самсоновым [1975]. По данным этих авторов, содержания $C_{орг}$ в древних породах близки к нашим определениям и составляют 0,3-0,45% в терригенном комплексе, 0,25% - в тер-

ригенно-карбонатном, 0,1-0,2% - в галогенно-карбонатном. Наиболее обогащенными породами являются отложения рифея - венда (в общем балансе на эти отложения приходится 76%). Они являются нефтепроизводящими в этом регионе. По расчетам Д.И. Дробота, около 80% УВ эмигрировало из древних отложений [Дробот и др., 1976]. До 85% всех выявленных нефтепроявлений приходится на интервал глубин 1,8-3,5 км, глубже получен только газ.

Наиболее типичной нефтематеринской толщей в составе кембрийских отложений является куонамская свита, вскрытая на Оленекском поднятии и достигшая лишь начальных градаций катагенеза ($МК_1$). Содержание $C_{орг}$ в породах этой свиты составляет 3-4%, иногда и выше. Битуминозность пород высокая и в среднем составляет 0,1-0,2%, β^{XB} - 4-5%. В элементном составе ХВ 80% углерода и 10% водорода.

Изучение состава УВ докембрийских и кембрийских отложений в различных участках Восточно-Сибирской платформы показало, что отличительной их особенностью является преобладание МН структур над НА (рис. 3). В групповом составе УВ метаново-нафтеновые составляют 80-90%, в структуре которых число нафтеновых колец - 2,5; 5-9 - атомов углерода распределено в алкановых структурах в расчете на усредненную молекулу (для кембрийских отложений Куюмбинской площади). Большая алифатичность присуща МН УВ из доломитов и известняков рифея (Сухотунгусская площадь) и усольской свиты нижнего кембрия (Среднеботубинская площадь): число нафтеновых колец 1-1,6, количество атомов углерода в алкановых структурах - 14-20 (см. рис. 3).

В групповом составе твердых n-алканов максимум приходится на C_{25} , отношение нечетных к четным ($\Sigma_{неч}/\Sigma_{чет}$) близко к 1, что типично для катагенетически преобразованного ОВ (рис. 4).

Необходимым условием для реализации нефтематеринского потенциала пород является достижение ими определенных градаций катагенеза, когда наиболее интенсивно проявляются главные факторы преобразования РОВ - температура, давление, катализ. Основная информация о превращениях керогена пород на катагенетическом этапе заложена в нерастворимой в органических растворителях фракции РОВ, составляющей большую его часть (НОВ). Изучение НОВ пород древнего возраста показало, что эти отложения в значительной мере находятся на конечной стадии протокатагенеза (глубины 1,2-1,5 км) и в мезокатагенезе, что позволяет рассматривать их нефтегазоматеринские свойства с позиций осадочно-миграционной теории происхождения нефти. В данном случае древний возраст пород не является помехой в оценке потенциальных возможностей. В одной из последних работ С.Г. Неручев с соавторами [Генерация углеводородов..., 1976] на целом ряде примеров убедительно показали, что само по себе время не может являться критерием катагенетического преобразования РОВ, что оно не может выступать в качестве одного из сомножителей при преобразовании ОВ с учетом температур недр.

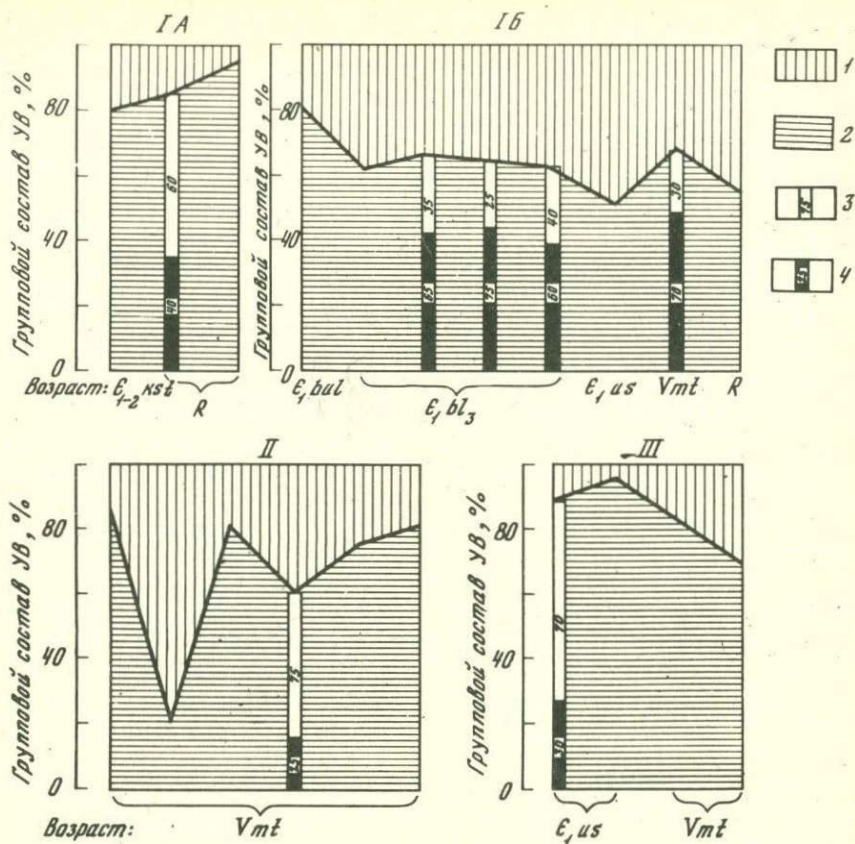


Рис. 3. Состав жидких углеводородов в древних породах Восточной Сибири

I-III - бассейны: IA, IB - Тунгусский (IA - Туруханский район; IB - Байкитский район), II - Иркутский (Непский свод), III - Предплатомский

1, 2 - групповой состав углеводородов: 1 - нафтенно-ароматических, 2 - метаново-нафтенных; 3, 4 - структурно-кольцевой состав углеводородов - содержание углерода (в %): 3 - в алифатических структурах, 4 - в нафтеновых кольцах

В большинстве докембрийских и кембрийских пород Сибири в элементном составе НОВ углерод изменяется в широких пределах от 65, до 84% и в общем случае обнаруживает тенденцию к повышению с увеличением глубины залегания пород. В Иркутском бассейне особенностью керогена древних отложений, содержащегося в незначительных количествах ($C_{org} - 0,1\%$), является низкое значение водорода (5% и ниже) и высокое содержание серы (2,5-10%). Такой состав РОВ низких концентраций объясняется рядом не-

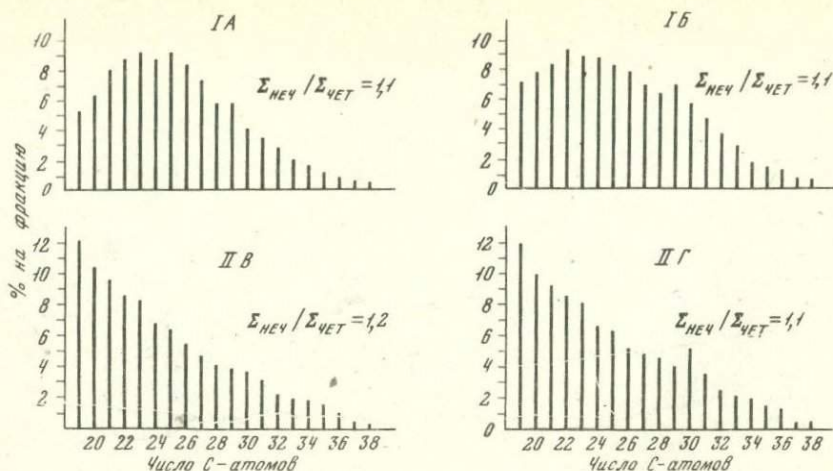


Рис. 4. Распределение *n*-алканов в древних карбонатных породах Восточной Сибири

I, II - бассейны: IA, IB - Тунгусский (IA - Сухотунгусская площадь, скв. 3, глубина 2830-2945 м, рифей; IB - Курумбинская площадь, скв. 1, глубина 1567-1572 м, кембрий), II B-III - Предатомский (II B - Нелбинская площадь, скв. 1, глубина 1578-1838 м, кембрий; III Г - Среднеботуобинская площадь, скв. 10, глубина 1518-1524, кембрий)

$\Sigma_{\text{неч}} / \Sigma_{\text{чет}}$ - отношение нечетных к четным *n*-алканам

следователей [Генерация углеводородов..., 1976; Конторович, 1970] интенсивным биохимическим окислением и осернением в диagenезе.

В типичных НМП редкинской свиты венда в Среднерусском бассейне, где концентрация $C_{\text{орг}}$ значительно выше (больше 1%), содержание водорода в НОВ достигает 6,5-7,5%, атомарное отношение Н/С более 1,2, что отражает алиновую природу данного типа керогена.

Масштабы возможной генерации УВ в значительной мере определяются исходным типом ОВ, его концентрацией в породах и степенью катагенетической превращенности. Если тип керогена и степень превращенности в древних отложениях рассматриваются как положительные факторы в процессе нефтегазообразования, то концентрации РОВ в этих породах существенно ограничивают их масштабы. При общей обедненности основных масс пород докембрия и кембрия ОВ количество УВ, которое могло генерироваться этими толщами, весьма низкое и, видимо, на порядок ниже, чем в более поздних осадочных отложениях. Поэтому оценка масштабов нефтегазообразования в древних толщах требует более осторожного подхода.

Сохранность скоплений нефти и газа во многом определяется продолжительностью времени, которое прошло с момента заполне-

ния ловушки. Для древних толщ это имеет особенное значение. Поэтому при реконструкциях прохождения отдельными толщами НМП древних отложений зон основной генерации УВ необходимо учитывать не только тектонические факторы, но и геологическое время. Чем ближе к нашим дням осуществляется этот процесс, тем большая вероятность обнаружения скоплений УВ в древних толщах.

Таким образом, анализ фактического материала по изучению древнейших верхнепротерозойских и кембрийских отложений в различных регионах СССР показал следующее.

Большинство пород докембрия и кембрия бедно РОВ (менее 0,5%), ХБ (в основном 0,00n %, реже 0,0n % и совсем редко 0, n %) и жидкими УВ (чаще всего не более 100 г/м³). Существенных различий в содержании сингенетичного РОВ в карбонатных и терригенных породах не установлено.

В качестве НМП среди древних отложений могут рассматриваться отдельные прослои пород, обогащенные Сор_г, ХБ и УВ и находящиеся в условиях мезокаатагенеза (МК₁-МК₄). Примером таких отложений являются кварцевые сланцы в Балтийской синеклизе, редкинская свита и котлинский горизонт венда в Московской синеклизе, частично породы рифей-венда в пределах Тунгусского и Иркутского бассейнов и куонамская свита Оленекского поднятия.

Процессы нефтегазообразования в древних толщах несомненно имели место, но, принимая во внимание соединенность основной массы пород докембрия и кембрия ОВ, ХБ и УВ, можно сделать вывод, что масштабы нефтегазообразования, даже с учетом большой площади их распространения и мощности, имели, по-видимому, ограниченные размеры.

Литература

- Баженова Т.К., Дробот Д.И., Евтушенко В.М. и др. Рассеянное органическое вещество в отложениях кембрия Сибирской платформы. - В кн.: Геохимия нефтегазоносных толщ кембрия Сибирской платформы. - Тр. СНИИГТИМС, 1972, вып. 139, с. 4-18.
- Вассоевич Н.Б., Гусева А.Н., Тараненко Е.И. К проблеме нефтегазообразования в докембрийских отложениях. - В кн.: Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1973, с. 150-157.
- Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков. Новосибирск: Наука, 1976. 198 с.
- Дробот Д.И., Золотов А.Н., Конторович А.Э. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности докембрийских и нижнекембрийских отложений юга Сибирской платформы. - Тр. ВНИГНИ, 1974, вып. 146. 160 с.
- Дробот Д.И., Преснова Р.Н., Анциферов А.С. О нефтегазообразовании в рифейско-вендских и нижнекембрийских толщах Сибирской платформы. - В кн.: Горючие ископаемые. М.: Наука, 1976, с. 127-133 (Международ. геол. конгр. 25 сессия. Докл. сов. геологов).

- Конторович А.Э. Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа. - Тр. СНИИГТИМС, 1970, вып. 95, с. 4-51.
- Ларская Е.С., Загулова О.П. Особенности накопления и преобразования органического вещества рифейских отложений Московской синеклизы в связи с поисками источников углеводородов. - Тр. ВНИГНИ, 1973, вып. 138, Геохим. сб. 5, с. 16-31.
- Самсонов В.В. Иркутский нефтегазоносный бассейн. Иркутск: Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1975. 196 с.
- Шеходанов В.А., Каграманян Н.А., Дьяченко В.М. К вопросу формирования месторождений Калининградского вала. - Тр. ВНИГРИ, 1975, вып. 368, с. 15-22.
- Шуменкова Ю.М., Макаров К.К., Беляева Л.С. и др. Органическое вещество в отложениях позднего докембрия и нижнего палеозоя Сибирской платформы. - В кн.: Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1973, с. 146-149.

Н. Г. Жузе

ДИАГНОСТИКА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ СВИТ В КАРБОНАТНЫХ ФОРМАЦИЯХ ГУМИДНЫХ ЗОН

Карбонатные формации гумидных зон приурочены к различным геотектоническим циклам в осадочных бассейнах геосинклинальных и платформенных областей.

Автором были детально изучены карбонатные толщи среднего и позднего девона и раннего карбона в пределах Русской платформы, Тимано-Печорской платформы и западного склона Урала. Основные закономерности геолого-геохимических условий накопления и преобразования рассеянного органического вещества (РОВ) в этих районах оказались типичными для карбонатных формаций гумидных зон в целом.

Накопление нефтематеринских свит карбонатных формаций связано с периодом крупных морских трансгрессий в конце первой половины каждого геотектонического цикла, с моментом максимального углубления морского бассейна и образования зон застойного режима в областях погруженного шельфа и локальных иловых впадин среди неглубокого шельфа. В течение седиментогенеза и раннего диагенеза нефтематеринских отложений отмечалась высокая биопродуктивность морских бассейнов, интенсивное захоронение планктонной биомассы в тонких карбонатных и кремнисто-глинисто-карбонатных илах и обогащение последних органическим веществом "сапропелевого" состава.

Высокие исходные содержания РОВ "сапропелевого" состава в осадках, незначительные количества кислорода в наддонной воде и осадках, создание восстановительной и резко восстановительной геохимической обстановки в осадках на ранних стадиях диагенеза,

небольшие диагенетические потери $C_{орг}$ (~5-15% от $C_{орг}$ исходного), обусловленные высоким исходным содержанием $C_{орг}$ и небольшими концентрациями аутигенного железа (~0,5-1%), большая скорость погружения отложений в начале постседиментационного периода - все это способствовало сохранению в осадках значительных количеств органического вещества (ОВ) и в составе последнего - различных компонентов липоидной фракции.

При катагенетическом превращении РОВ для нефтематеринских отложений характерна высокая интенсивность процессов формирования битумоидов нейтрального состава и новообразования компонентов за счет термокаталитических превращений исходных углеводородов (УВ), органических кислот, стероидов, терпенов, высших спиртов и т.д.

В изученных районах отложения представлены переслаиванием темно-серых и черных известняков, мергелей и сланцев. Наблюдается ритмичное чередование пород, пиритизация, кремнение и специфический комплекс фауны (преимущественно итероподы, реже радиолярии и миниатюрные формы бентоса). Глинистые примеси представлены гидрослюдой и монтмориллонитом.

В нефтематеринских карбонатных толщах РОВ относится к группе сапропелитов и состоит из коллоальгинита, красновато-коричневых и желтых водорослей. Нефтематеринские отложения содержат РОВ в количестве 1,2-15,4%, реже встречаются концентрированные скопления этого вещества в виде прожилков и примазок.

По данным люминесцентной микроскопии РОВ распределено в виде многочисленных мелких комков и сгустков в межзерновых пространствах карбонатов, коротких извилистых микрослойков, включениях в остатках фауны. Тонкозернистая цементирующая масса кальцита насыщена тяжелым асфальто-смолистым битумоидом ярко-коричневого свечения, распределенным в кристаллах кальцита, микропорах и микротрещинках ранних генераций. Неперекристаллизованные участки раковин тентакулит светятся в коричневых и желтовато-коричневых тонах, перекристаллизованные - в ярко-желтых и голубовато-желтых. Присутствие битумоида в ядрах фауны тентакулит, в диагенетических микропорах и микротрещинках ранних генераций свидетельствует о его десорбции из скоплений ОВ и перераспределении в литифицирующихся осадках на ранних стадиях диагенеза. Нахождение осмоленного и маслянисто-смолистого битумоида ярко-желтого и голубовато-желтого свечения на перекристаллизованных участках породы (в кристаллах кальцита, новообразовавшихся порах, секущих трещинках, открытых и минерализованных) свидетельствует о его перераспределении в пределах слоя на стадии позднего диагенеза и раннего катагенеза.

На стадии ПК₃-МК₃ в нефтематеринских породах отмечаются высокие концентрации (в %): $C_{орг}$ 0,9-14,5; ХБ(А) 0,3-3,0; жидких УВ 0,11-0,95. Концентрации ХБ(А) и ОВ для синбитумоидов составляют 10-30%, сингенетических остаточных - 3-6%, смешанных - до 45%.

Газы закрытых пор на стадиях катагенеза ПК₃-МК₂ в заметной степени представлены УВ (до 84,3 мл/кг). В составе УВ (от С₁ до С₅) доминируют гомологи метана (60-83% на ΣУВ), причем среди гомологов в заметных количествах присутствуют нормальные алканы и изоалканы С₄H₁₀ и С₅H₁₂.

Легколетучая составляющая РОВ (от С₆ до С₁₃) черных известняков, мергелей и сланцев на грациях катагенеза РОВ ПК₃-МК₂ сравнительно велика: 0,02-0,08% на породу и 0,45-1,04% на ОБ. В составе низкокипящих УВ метаново-нафтеновые структуры составляют 75,0-88,0%, ароматические - 12,0-25,0%.

ХБ(А) на грациях катагенеза ПК₃-МК₃ тяжелый, высокомолекулярный, преимущественно асфальтово-смолистый и смолисто-асфальтовый по составу. В элементном составе ХБ(А) отмечаются самые высокие концентрации N (1,2-2,0%), S (4-6%) и отношения C/N (8,3-9,3) среди синбитумоидов карбонатных отложений. По данным группового анализа в ХБ(А) присутствуют все компоненты от масел до тяжелых смол и типичных высокомолекулярных асфальтенов. Масла нейтральные и сильно ароматизированные, среди смол преобладают бензолные. Молекулярный вес асфальтенов 1200-2500. На грациях катагенеза МК₄ часть асфальтенов и смол конденсируется и переходит в нерастворимое состояние, и битумоид становится маслянисто-смолистым.

На грациях ПК₃-МК₃ концентрация жидких УВ в нефтематеринских отложениях значительная - 0,11-0,95%. В сингенетичном ХБ(А) ароматические УВ (Аг УВ) доминируют над метаново-нафтеновыми УВ (Ме-На УВ), причем легкая, средняя и тяжелая ароматики присутствуют в сравнимых количествах. Во всех остальных случаях в синбитумоидах карбонатных отложений Ме-На УВ доминируют над Аг УВ или присутствуют в равных количествах.

ХБ(А), по данным ИК-спектров, обогащен нейтральными компонентами, содержит "ишимбаевский" комплекс поглощения (1700-1680-1600 см⁻¹), характерный для высокого содержания подвижного битумоида. В битумоиде много алифатических структур, ИК-спектр поглощения содержит полосы СН₂- и СН₃-групп (2960-2980, 1480-1380 см⁻¹). Ароматические структуры присутствуют в заметных количествах (полосы 1600, 750, 820, 880 см⁻¹). Кислородных соединений сравнительно мало, в них резко доминируют группы кислот и продуктов их декарбоксилирования (1700, 1720 см⁻¹), а также хиноидные структуры (1650 см⁻¹); сложные эфиры (1740 см⁻¹) содержатся в незначительных количествах. Длинные алкильные цепи также присутствуют в небольших концентрациях. Специфика ХБ(А) нефтематеринских отложений состоит в присутствии только в данном типе отложений хиноидных структур (1650 см⁻¹) и интенсивном развитии всех трех полос замещений в бензольном кольце (750, 820, 880 см⁻¹).

В изученных нами районах синбитумоиды на грациях катагенеза РОВ ПК₃-МК₂ обогащены V-порфириновым комплексом (854,7-2407 мг/100 г экстракта), Ni-порфириновый комплекс

отсутствует или содержится в небольших количествах (28,4 мг/100г экстракта).

Для нефтематеринских отложений характерен общий тип битумоида в сингенетичных и смешанных разностях – высокомолекулярный, ароматизированный, обогащенный ароматикой, смолисто-асфальтовыми компонентами, N-, S- и V-порфириновыми комплексами. Во всех случаях по элементному составу отмечается сходство битумоидов А и С и нерастворимого ОВ (высокая цикличность, обогащение N и S).

На градациях ПК₂ – начало ПК₃ битумоид тесно взаимосвязан с породой, и отдачи нефти практически не происходит, хотя миграция газа из отложений идет весьма интенсивно. На градациях катагенеза с конца ПК₃ до МК₃ включительно отмечается активная генерация и отдача газа и нефти, связанная с интенсивным новообразованием компонентов и активным их перераспределением в пределах слоя и свиты. На градациях МК₄ процессы нефтеобразования и нефтеотдачи постепенно затухают. При дальнейшем повышении температуры и давления резко доминируют процессы газогенерации и газоотдачи. На градациях ПК₃ в состав мигрирующего битумоида входят в основном масла с небольшой примесью смол, на МК₁-МК₂ возрастает доля асфальто-смолистых компонентов, с конца МК₃ – начала МК₄ в жидкой фазе доминируют масла.

Раздельное изучение ХБ(А) из дробленых и недробленых пород в пределах стадий катагенеза МК₁-МК₂ показало активное перераспределение битумоида в пределах слоя и свиты в нефтематеринских отложениях. Битумоиды закрытых пор в сингенетичных и смешанных разностях обогащены асфальтенами (от 70,4 до 94,3%), содержат в небольших количествах смолы (3,8–17,0%) и УВ (1,1–5,2%). В составе УВ доминируют ароматические структуры, среди последних преобладают полициклические УВ (40–87% от всех УВ). Среди Me-Na УВ резко доминируют структуры с $ng > 1,47$. В открытых порах в сингенетичных и смешанных битумоидах возрастает концентрация УВ (11,2–47,1%) и смол (28,5–54,5%) и снижается содержание асфальтенов (14,8–28,8%). Однако в синбитумоидах наблюдается остаточное накопление полициклических Аг УВ (48% от всех Аг УВ), а среди Me-Na УВ доминируют УВ с $ng > 1,47$. В смешанных битумоидах среди Аг УВ доминирует легкая и средняя ароматика (~90% от всех Аг УВ), среди Me-Na УВ преобладают структуры с $ng < 1,47$.

Изучение порфиринов, по данным П.Я. Деменковой и Л.Н. Захаренковой [Деменкова и др., 1971], показало, что отдачи битумоида за пределы слоя на градациях ПК₂ практически не происходит, но с конца ПК₃ – начала МК₁ этот процесс идет уже в больших масштабах. Так, при последовательном извлечении битумоида серий растворителей различной полярности (бензин, фракция 70–100°C; бензин+бензол 3:1; бензин+бензол 1:1; бензол – 100%;

спирто-бензол 1:4) для синбитумоида глинистого известняка дома-никовой фации Волго-Уральской области на стадии катагенеза конца ПК₃ во всех пяти экстрактах были обнаружены, помимо масел, смолисто-асфальтовые компоненты и связанные с ними порфириновые комплексы. Уже первый экстракт, составлявший ~40% от суммы всех битумоидов, был близок по типу к легкой нефти (масел - 50,9%, смол - 46,8%, асфальтенов - 1,2%), концентрация V-порфириновых комплексов 249 мг/100 г экстракта и 6,1 мг/1 г смолисто-асфальтовых веществ. Элементный состав экстракта (в %): С - 83,35; Н - 10,92; S - 4,24; N - 0,51; O - 0,98.

В то же время для ордовикского сланца Прибалтики на градации катагенеза ПК₂ сумма двух первых экстрактов составляла ~5% от суммы всех битумоидов, асфальтово-смолистые компоненты и связанные с ними порфириновые комплексы присутствуют только в четвертом и пятом экстрактах, т.е. битумоид тесно взаимосвязан с породой и миграционные свойства его крайне низкие.

Согласно терминологии Н.Б. Вассоевича [Вассоевич, Неручев, 1977], на градациях ПК₁ - ПК₂ описываемые отложения можно назвать потенциально газонефтематеринскими, на ПК₃ - МК₃ - газонефтепроизводящими и газонефтепроизводившими, на МК₄ - нефтегазопроизводящими и нефтегазопроизводившими, на МК₅ - АК₁ - газопроизводящими и газопроизводившими.

При снижении концентрации $C_{орг}$ до 0,5% в породах в зоне протокатагенеза и раннего мезокатагенеза ГФН начинается позднее, примерно с конца МК₁ - начала МК₂, заканчивается на стадии конца МК₃ - начала МК₄ и протекает малоинтенсивно. При снижении концентрации $C_{орг}$ ниже 0,5% породы следует отнести к газоматеринским, так как генерация жидких УВ и смол идет в крайне незначительных масштабах и основным продуктом генерации и отдачи на всех этапах катагенеза является газ.

Литература

- Вассоевич Н.Б., Неручев С.Г. Основная стадия развития терригенных нефтематеринских свит и их диагностика. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики: Тезисы докладов семинара. М.: Изд-во МГУ, 1977, с. 15-21.
- Деменкова П.Я., Захаренкова Л.Н., Белан Л.И. О распространении порфиринов в нефтях и битумоиде пород Пермского Прикамья. - Геол. нефти и газа, 1971, № 12, с. 41-65.

НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ В ПАЛЕОБИОГЕОГРАФИЧЕСКОМ АСПЕКТЕ

В свете осадочно-миграционной теории образования нефти нефтегазоматеринский потенциал определяется типом и количеством углеводородистого органического вещества (ОВ), захороненного в осадках. Это обстоятельство обуславливает исключительно большое значение палеогеографических исследований, способных пролить свет на условия седиментогенеза. Источником ОВ в осадках является в основном население водоемов, а также ОВ, приносимое реками с суши.

Основные качества нефтегазоматеринских пород в значительной мере определяются характером и степенью насыщения первичного осадка рассеянным органическим веществом (РОВ). Отмершие остатки разнообразных организмов и другие виды ОВ накапливаются одновременно с минеральными осадками в тех или иных физико-географических и геохимических обстановках, которыми и обуславливаются потенциальные нефтегазоматеринские способности продуцирующих отложений. А если это так, то познание этих обстановок подскажет, где при прочих необходимых условиях нефтегазообразования складывалось наиболее благоприятное сочетание их, где прежде всего можно ожидать рождение нефти и газа, в особенности их промышленные скопления.

Известно, что основная масса РОВ для нефтеобразования связана с остатками организмов, развивающихся в морской среде, в то время как в газообразовании существенную роль могут играть растительные организмы континентальных водоемов. Однако к главным нефтегазоматеринским породам, как правило, принадлежат отложения морского генезиса или переходной зоны от морских к континентальным отложениям. А так как биологическая продуктивность морей различна и зависит от физико-географической, в том числе и климатической зональности, то совершенно очевидно, что нефтегазопроизводящий потенциал пород, контролируемый количеством и типом РОВ, в первую очередь будет определяться палеобиогеографическими условиями седиментогенеза.

От типа РОВ зависит не только количество генерируемых углеводородов, но и фазовый их состав, размещение нефтяных и газовых скоплений. В относительно глубоководных морских осадках накапливается ОВ в основном сапропелевого характера, в мелководно-морских и прибрежно-морских зонах — преимущественно сапропелево-гумусовое и в континентальных озерно-болотных отложениях — гумусовое и реже гумусово-сапропелевое РОВ. Общая масса органического углерода, фоссилизирующегося в течение года в различных фациальных обстановках, различна. Наибольших величин она достигает в озерах, устьях рек и в шельфовой зоне. При этом лишь в условиях быстрого осадконакопления и устойчивого проги-

бания происходит захоронение и сохранение ОВ, которое может стать исходным для образования нефти и газа.

Области биосферы, где происходит накопление наиболее высоких концентраций ОВ, являются главными поставщиками жидких и газообразных УВ. Общая площадь бассейнов седиментации, с которыми связано образование всех горючих ископаемых, оценивается величиной, близкой к 10% от суммарной поверхности Земли.

За последние годы советскими учеными в широких масштабах были проведены измерения первичной продукции ОВ, образующегося за счет фотосинтеза фитопланктона. Установлено, что наиболее продуктивные шельфовые моря расположены в умеренных широтах. Выяснено также, что наряду с фотосинтезом самым крупномасштабным биологическим процессом в любых водоемах является бактериальный биосинтез. Именно он относится к одному из основных явлений, определяющих биологическую продукцию водоемов, насыщенность донных осадков ОВ.

Биомассу бактерий в современных водоемах можно рассчитать исходя из общего числа и среднего объема их клеток, в состав которых входят те же биогенные элементы и микроэлементы, что и в состав клеток высших растений и животных. Продукция бактерий определяется по скорости их размножения или при помощи радиоактивного углерода. Бактериальные клетки способны потреблять питательный субстрат, присутствующий в ничтожно малых концентрациях, недоступных другим организмам. Это свойство бактерий имеет особое значение в водной среде, где основные источники питания находятся в виде сильно разбавленных растворов.

Изучение трофической роли бактерий проливает свет на вопрос о том, чем вызвана высокая продуктивность коралловых рифов. Исследования гидробиолога Ю.И. Сорокина [1974] показали, что огромные поверхности пористых коралловых массивов и коралловый рыхлый детрит содержат необычайно богатую микрофлору. Бактерии часто составляют 25% от общего ОВ пририфовых осадков, которые, кроме того, содержат также массу водорослей. Воды лагун, атоллов и барьерных рифов также богаты микрофлорой. Численность и биомасса бактерий в этих водах в 10-20 раз выше, чем в окружающих морях. Кораллы так же, как и некоторые другие морские организмы, развиваются в симбиозе с водорослями, которые, размножаясь в их тканях, поставляют им ОВ за счет фотосинтеза.

Глубокое понимание роли биологической формы движения материи в процессе формирования нефтегазопроектируемых отложений должно способствовать выяснению причинности биогеографической зональности распространения нефти и газа. К тому же актуальнейшей проблемой остаются поиски самих скоплений углеводородов, особенно во вновь осваиваемых нефтегазоносных бассейнах.

Эмпирически давно установлена приуроченность скоплений нефти и газа к отложениям древних морских мелководий, устьев рек и рифовых массивов. И только связав эти фактические данные с палеобиогеографической обстановкой седиментации, удалось перейти

от эмпиризма к теоретическому обоснованию этого совсем не случайного явления. Исходя из непосредственной связи биологической структуры биосферы с физико-географической оболочкой Земли, можно выделить пояса и узлы нефтегазонакопления. Первые относятся в основном к сублиторальным зонам морских палеобассейнов, а вторые — к устьям рек и рифам. Подобная зональность нефтегазонакопления безусловно связана с распределением нефтегазоматеринских отложений. Учет единства законов развития природных явлений в их взаимосвязи помогает раскрыть целостность всего процесса от начала накопления исходного ОВ до формирования залежей углеводородов.

Нефтегазоматеринские способности пород во многом обусловлены типом и степенью обогащенности ОВ. В этой связи определенный интерес представляют палеобиогеографические обстановки накопления доманикового горизонта Волго-Уральской нефтегазоносной области и битуминозных аргиллитов баженовской свиты Западно-Сибирского мегабассейна. Основными породами доманикового горизонта являются кремнистые и глинисто-кремнистые, микрозернистые, а также органогенные известняки.

В палеогеографическом плане доманик на востоке Русской платформы образует широкую меридиональную полосу среди сплошных морских отложений, не отделяясь от них никакими барьерами, но обладает различным литологическим составом и своеобразными остатками организмов.

Экологический анализ фауны, произведенный С.В. Максимовой [1970], показал, что доманиковый бассейн был нормально соленым, с нормальным кислородным режимом, с глубинами около 100 м, с грунтом, не исключавшим существование донной фауны. Характерной для бассейна была высокая концентрация кремнекислоты в морской воде, которая действовала угнетающе на крупную фауну. При этом одни группы — кораллы, криноидеи, мшанки, фораминиферы — совсем не могли существовать, другие не выдерживали только максимальных концентраций SiO_2 , третьим это было безразлично, для четвертых такое содержание кремнекислот было даже полезно. Количество органического углерода в породах доманикового горизонта колеблется от 1,4 до 30%.

Историко-геологическая обстановка, в которой формировались доманик и "доманиковые фации", до конца еще не выяснена, но одно несомненно, что нефтепроизводящие свойства этих пород прежде всего определяются палеобиогеографическими условиями седиментогенеза.

К наиболее продуктивным нефтегазоматеринским отложениям Западной Сибири относятся породы баженовской свиты. Они выражены сравнительно однообразными листоватыми и тонкоплитчатыми битуминозными аргиллитами, от темно-бурого до черного цвета, обогащенными ОВ, содержание которого в среднем составляет 8–15%. Само ОВ представлено преимущественно сапропелевым типом и носит планктоногенный характер. Бассейн волжского века, в ко-

тором откладывались осадки баженовской свиты, в целом был мелководным, на что указывает исключительно высокое содержание микрофитопланктона. В прибрежной зоне мелководного взморья на западе и юго-западе узкими полосами развиты песчано-глинистые и глинисто-песчаные отложения мощностью от 20 до 40 м. В восточной части морского бассейна в опресненном заливе вблизи древних устьев Подкаменной Тунгуски и Баихи происходило накопление темно-серых глин с обугленными растительными остатками и с обильной морской и пресноводной фауной. Пока палеобиогеографические условия бассейна волжского века изучены недостаточно, но в связи тем, что в Салымском районе Широного Приобья выявлены скопления нефти непосредственно в аргиллитах баженовской свиты, актуальнейшей задачей является более детальное установление генетической природы как нефтепроизводящих, так и нефтевмещающих пород. Это чрезвычайно важно потому, что встреченные там залежи размещаются в литологических ловушках. Нет сомнения, что и в этом случае палеобиогеографические условия осадконакопления предопределили нефтематеринские и аккумулятивные особенности отложений свиты.

Воссоздание зонального распространения палеоценоза в древних морских бассейнах дело нелегкое, но оно весьма нужное. И начинать его следует с изучения захороненных остатков ископаемых организмов. При этом необходимо отличать остатки организмов, захороненных на месте обитания, от перестроженных. Методические приемы по восстановлению палеоценозов в древних бассейнах основаны на палеоэкологических, палеогеографических и других исследованиях.

Результаты этих исследований, каждое из которых относится к специальным научным дисциплинам, должны обобщаться в детальные палеобиогеографические реконструкции для определенных моментов геологической истории той или иной территории.

Отбор, интерпретация и обобщение фактического материала будут тем успешнее, чем полнее сложится представление о характере седиментационного бассейна в целом и о тех изменениях, которые происходили за время его формирования. Детализация должна быть направлена на выделение биогеографических зон как необходимой предпосылки для определения площади распространения нефтегазоматеринских пород и их потенциальной продуктивности. Главной целью палеогеографического районирования является установление зон интенсивного нефтегазонакопления, прогнозирование поисков скоплений углеводородов, повышение эффективности выявления залежей нефти и газа как в тектонических, так и в атектонических ловушках.

Литература

- Максимова С.В. Эколого-фациальные особенности и условия образования доманика. М.: Наука, 1970. 84 с.
Сорокин Ю.И. Роль бактерий в жизни водоемов. М.: Знание, 1974. 64 с.

О СООТНОШЕНИИ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ И КОЛЛЕКТОРСКИХ ПОРОД В СИНГЕНЕТИЧНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСАХ

В качестве сингенетично нефтегазоносных литолого-стратиграфических комплексов рассматриваются такие продуктивные осадочные толщи, в разрезе которых имеются как нефтематеринские породы, так и природные резервуары. От соотношения тех и других важных в генетическом отношении элементов разреза во многом зависит интенсивность эмиграции углеводородов (УВ) из материнских пород в коллекторы и в конечном счете — полнота реализации породами своего генерационного потенциала.

Об оптимальной мощности нефтематеринских пород в терригенных комплексах можно судить по изменению в них состава органического вещества (ОВ). Проведенное рядом исследователей изучение однородных глинистых пластов, находящихся в условиях главной зоны нефтеобразования, показывает, что состав ОВ внутри пласта изменяется в зависимости от расстояния до коллектора. От срединной части глинистого пласта к коллектору снижается доля битумоида в ОВ и содержание УВ в битумоиде. Подобное уменьшение количества наиболее подвижных компонентов ОВ несомненно связано с возрастанием в этом направлении интенсивности их миграции. Об этом же свидетельствует резкое возрастание вблизи коллектора содержания наименее миграционноспособной асфальтеновой части битумоида.

С.Г. Неручев [Неручев, Ковачева, 1965; Неручев, 1969] на примере живецких отложений Волго-Уральской области показал, что на фоне общего "покисления" синбитумоида, вызванного уходом УВ из материнской толщи, наибольшее "покисление" фиксируется вблизи коллектора. Определенный сдвиг наблюдается в составе битумоида. По направлению к коллектору увеличивается количество гетероэлементов, уменьшается содержание УВ. Коэффициент эмиграции УВ (по автору — нефтеотдача) изменяется от 52 (расстояние до коллектора 0–3 м) до 16% (расстояние 9–12 м). В 15 м от коллектора коэффициент эмиграции приближается к нулю.

Для тюменской свиты Западной Сибири А.А. Трофимуком и А.Э. Конторовичем [Трофимук, Конторович, 1965] также установлено, что при приближении к коллектору возрастает содержание в битумоиде гетероэлементов. Подобное изменение происходит в интервале около 10 м по мощности. Авторами подсчитано, что из глинистого пласта мощностью 1 м эмигрирует 50% УВ, из 10-метрового — 13%, из 100-метрового — только 4% УВ. Данные Б. Тиссо, Ж. Эспиталье и др. [Tissot e.a., 1973], касающиеся изменения состава ОВ в зависимости от расстояния до коллектора

Зависимость состава органического вещества от расстояния до коллектора в однородной глинистой толще

Расстояние до коллектора, м	Битумоид/ $C_{орг}$, мг/г	УВ/битумоид, %	Асфальтены/битумоид, %
2	72	54	12,2
4	86	61	11,2
7	90	63	7,5
10,5	112	63	5,7
14	18	64	5,8

в однородной глинистой толще верхнего девона Восточной Сахары, приведены в таблице.

Таким образом, мощность нефтематеринской глинистой толщи до 20 м можно принять в качестве оптимальной для наиболее полной реализации породами своего нефтегенерирующего потенциала. При большей мощности толщи только ее прилегающие к коллектору части мощностью до 10 м оказываются активно нефтепроизводящими, а общий коэффициент эмиграции УВ резко снижается.

Весьма показательны результаты подробного изучения майкопской толщи Западного Предкавказья, проведенного Н.Б. Вассоевичем, Ю.И. Корчагиной и др. [Вассоевич и др., 1973]. По разрезу этой глинистой толщи, практически лишенной коллекторов (мощность ее 2–3 км), до глубины 4,2 км не удалось обнаружить следов эмиграции УВ, несмотря на явные признаки их новообразования. Авторы справедливо считают, что нефтематеринские возможности всей толщи остались нереализованными в силу отсутствия условий для удаления возникающих УВ.

При рассуждении об оптимальной мощности природных резервуаров, которые в сингенетично нефтегазоносных комплексах играют роль как дренажных, так и аккумулирующих систем, полезно принять тезис о решающем влиянии уплотнения глинистых пород на процесс миграции УВ. Взгляд о соответствии механизма эмиграции УВ, равно как и переносе их в воднорастворенном состоянии, разделяется многими исследователями.

По данным Б.Н. Любомирова [1963], из 10-метровой толщи глин с 1 м^2 при погружении глин на глубину от 0,5 до 3 км сжимается $1,6 \text{ м}^3$ воды. Нетрудно рассчитать, что для полного замещения вод, первоначально насыщающих коллектор, новыми водами, поступающими из глин, мощность природного резервуара с пористостью песчаников 20% должна составлять 8 м, с пористостью 10% – 16 м. При таком соотношении нефтематеринских и коллекторских пород (по их мощности), при прочих равных условиях, обеспечивается максимальная концентрация УВ в пластовых водах. Поэтому при мощности глинистой толщи 20 м мощность

природного резервуара может быть увеличена вдвое, но при неизменном коэффициенте эмиграции УВ. Учитывая, что при увеличении мощности нефтематеринских пород с 10 до 20 м названный коэффициент уменьшается примерно в два раза, оптимальная мощность коллектора возрастает незначительно.

Проведенный нами анализ распределения мощности продуктивных пластов чокракско-караганского сингенетично нефтегазоносного комплекса Восточного Предкавказья показал следующее. Из всего количества продуктивных коллекторов 67% имеет мощность до 10 м, 24% падает на пласты мощностью 11–20 м, 6% – 21–30 м и только 3% – на пласты мощностью более 30 м.

Конечно, оптимальное соотношение нефтематеринских и коллекторских пород в сингенетично нефтегазоносных комплексах может меняться в зависимости от конкретной геологической обстановки. Выработка моделей, которые будут отражать наиболее часто встречающиеся природные условия, потребует проведения специальных целенаправленных исследований. Необходимо получить однородные характеристики, прежде всего такие, как обогащенность пород органическим веществом, его фациально-генетический тип и степень катагенетической превращенности, литологический состав материнских пород, коллекторские свойства пород, слагающих природные резервуары.

В общем случае оптимальные условия для генерации и аккумуляции нефти создаются в комплексах чередования нефтематеринских пород и природных резервуаров при мощности тех и других до 10 м и реже – до 20 м.

Литература

- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Гербер М.И. и др. Особенности катагенеза рассеянного органического вещества в бедных коллекторах глинистых толщах. – Изв. АН СССР. Сер. геол., 1973, № 4, с. 116–124.
- Любомиров Б.Н. Палеогидрогеологические условия формирования нефтяных и газовых залежей Тимано-Печорской провинции. – Сов. геология, 1963, № 11, с. 89–99.
- Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1969, 240 с.
- Неручев С.Г., Ковачева И.С. О влиянии геологических условий на величину нефтеотдачи материнских пород. – Докл. АН СССР, 1965, 162, № 4, с. 913–914.
- Трофимук А.А., Конторович А.Э. Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ. – Геол. и геофиз., 1965, № 12, с. 3–14.
- Tissot B., Espitalie J., Deroo G. e.a. Origine et migration des hydrocarbures dans le Sahara oriental (Algérie). – In: Advances in organic geochemistry. Paris, 1973, p. 315–334.

К МЕТОДИКЕ ВЫДЕЛЕНИЯ
И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ
НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ

При оценке прогнозных запасов нефти и газа рекомендуется исходить из содержания и катагенетических трансформаций органического вещества (ОВ), заключенного в основных единицах подсчета — нефтегазоматеринских толщах (НГМТ).

Для однозначного выделения НГМТ нами ранее [Ларская, Калинин, 1976] были предложены количественные критерии, в том числе величины эмиграционного потенциала, масштабов нефтегазообразования, плотность эмиграционного потенциала и плотность нефтегазообразования.

Под эмиграционным потенциалом ($Q^э$) понимается суммарное количество нефтеподобных или/и газообразных горючих флюидов, эмигрировавших (или имеющих возможность эмигрировать) из НГМТ. Под масштабами нефтегазообразования (НГО) подразумевается часть флюидов, которая аккумулируется в ловушках (Q^a).

Плотность эмиграционного потенциала ($\Pi^э$) отвечает количеству нефтеподобных или/и газообразных флюидов, эмигрировавших (или имеющих возможность эмигрировать) из объема НГМТ с высотой, равной суммарной мощности нефтегазоматеринских пород (НГМП), входящих в состав НГМТ, и основанием в 1 км^2 . Для определения плотности НГО (Π^a) величина $\Pi^э$ корректируется за счет коэффициента аккумуляции (K_a). Расчет названных величин производится по формулам (1-4):

$$Q^э = S \cdot M \cdot d \cdot \text{ОВ} \cdot \beta^{XB} \cdot K_э \quad \text{и} \quad Q^a = S \cdot M \cdot d \cdot \beta^{XB} \cdot K_э \cdot K_a \quad (1, 2)$$

$$\Pi^э = V \cdot d \cdot \text{ОВ} \cdot \beta^{XB} \cdot K_э \quad \text{и} \quad \Pi^a = V \cdot d \cdot \text{ОВ} \cdot \beta^{XB} \cdot K_э \cdot K_a, \quad (3, 4)$$

где S — площадь распространения НГМТ (или подсчетного участка), M — мощность НГМП, d — удельный вес пород, ОВ — средневзвешенное значение концентрации ОВ в НГМП, β^{XB} — битумоидный коэффициент, $K_э$ — коэффициент эмиграции, K_a — коэффициент аккумуляции, V — объем НГМП в столбе с основанием в 1 км^2 и высотой, равной M .

При определении $Q^э$ газа и масштабов газообразования, равно как и при расчетах плотности газогенерации и газообразования, вместо произведения $\beta^{XB} \cdot K_э$ используется величина коэффициента эмиграции метана ($K^Г$), определяемая из уравнений материального баланса в долях ОВ [Четверикова, Калинин, 1976].

Величина $\Pi^a = 3 \cdot 10^3 \text{ т/км}^2$ [с учетом $\text{XB}(A)$] является критической и отделяет НГМТ от ненефтегазоматеринских. В связи с

Таблица 1

Минимальные суммарные мощности нефтегазоматеринских пород в нефтегазоматеринской толще (в м) при $K_a = 50\%$

ОВ, %	Битумоидный коэффициент, % (сингенетичная битуминозность)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20
0,5	270	140	90	70	55	45	40	35	31	28	18	14
1	130	65	45	33	26	22	20	16	14	13	9	6
2	70	35	23	16	13	11	10	8	7	6	5	3
3	45	23	15	11	10	7	6	5	5	5	3	2
4	32	16	12	8	7	5	5	4	4	3	2	2
5	27	14	9	6	5	4	4	3	3	2	2	1
6	23	11	7	5	4	4	3	3	2	2	2	1
7	20	10	6	5	4	3	3	2	2	2	1	1
8	17	8	5	4	3	3	2	2	2	2	1	1
9	15	7	5	4	3	2	2	2	2	2	1	1
10	13	7	4	3	3	2	2	2	2	1	0,5	0,5
15	9	4	3	2	2	1,5	1	1	1	1	0,5	0,5
20	6	3	2	2	2	1,5	1	1	1	1	0,5	0,5

этим под нефтегазоматеринской толщей предлагается понимать литолого-стратиграфический комплекс, обладающий наряду со своеобразными и отличающими его от других комплексов количественными и пространственными соотношениями литотипов специфичным соотношением нефтегазоматеринских и нефтегазоматеринских пород, различным распределением типов и концентраций POB , P_{II}^a свыше $3 \cdot 10^3$ т/км².

По величине P_{II}^a НГМТ разделяются на низкопродуктивные, среднепродуктивные, высокопродуктивные и очень высокопродуктивные. Первые три градации обладают P_{II}^a от $3 \cdot 10^3$ до $3 \cdot 10^5$ т/км². Такие НГМТ широко распространены на древних платформах, в меньшей степени — в передовых прогибах и на эпигерцинских платформах, которые характеризуются развитием НГМТ очень высокой продуктивности.

Количественный критерий накладывает строгие рамки не только на НГМТ, но и на идентификацию НГМП, в том числе — на величину нижнего предела параметров POB . Путем несложных расчетов установлено, что при $K_a = 0,05$ толщи, сложенные породами с концентрацией $ОВ$ менее 0,2%, для создания критической величины P_{II}^a должны иметь мощность не менее 5–10 км. Каждая следующая градация продуктивности требует возрастания мощности толщи почти на порядок, что не реально в земной коре. Цифры остаются мало реальными и при $K_a = 0,5$, являющемся редкостью (табл. 1,2). По-видимому, роль пород с такой низкой концентрацией $ОВ$ в общем балансе нефтегазообразования незначительна, и ею можно пренебречь, особенно безболезненно в тех бассейнах, где НГМТ не испытывали влияния температур, превышающих 200°C. На основании этого в формулы (1–4) предлагается вводить лишь суммарную

Таблица 2

Примерные мощности нефтегазоматеринских пород (в м) в средне- и высокопродуктивных нефтегазоматеринских толщах

ОВ, %	Битумоидный коэффициент, % (сингенетичная битуминозность)							
	1	2	4	6	8	10	15	20
0,5	2700*	1400	700	450	350	280	180	140
	10800	5600	2800	1800	1400	1100	720	560
1	1300	650	330	220	160	130	90	60
	5200	2600	1300	880	540	520	360	240
2	700	350	160	110	80	60	50	30
	2800	1400	640	440	320	240	200	120
4	320	160	80	50	40	30	20	20
	1280	640	320	200	160	120	80	80
6	230	110	50	40	30	20	20	10
	920	440	200	160	120	80	80	40
8	170	80	40	30	20	20	10	10
	680	320	160	120	80	80	40	40
10	130	70	30	20	20	10	5	5
	520	280	120	80	80	40	20	20
20	60	30	20	15	10	10	5	5
	240	120	80	60	40	40	20	20

* В числителе - среднепродуктивные, в знаменателе - высокопродуктивные НГМТ. Рассчитано при $K_{\gamma} = 0,3$; $K_{II} = 0,5$.

мощность пород с концентрацией ОВ выше указанного минимума, т.е. собственно НГМП. Следует оговорить, что предлагаемый нижний предел содержания ОВ подтверждается значительно более слабым течением генерационных и эмиграционных процессов в породах со столь низкой концентрацией ОВ по сравнению с породами, более богатыми ОВ.

Для большей точности прогнозных оценок в разрезах НГМТ, содержащих однотипные по концентрации и составу ОВ нефтегазоматеринские породы, определение параметра "мощность" рекомендуется проводить путем суммирования мощностей отдельных прослоев и пачек НГМП. В НГМТ с разными по концентрации и типам ОВ НГМП эмиграционный потенциал и его плотность следует вначале определять для однотипных НГМП, а затем суммировать полученные значения для оценки суммарного эмиграционного потенциала толщи и его плотности (рис. 1).

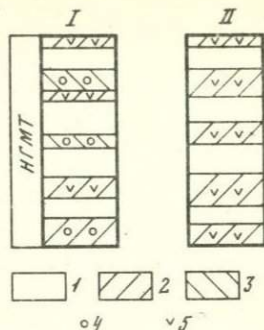
Строгий учет мощностей НГМП особенно важен для регионов и толщ, в которых суммарная мощность НГМП значительно меньше мощности литолого-стратиграфического комплекса, которому соответствует НГМТ.

Расчеты (см. табл. 2) показывают, что для создания P_{II}^a , свойственных всем категориям НГМТ, необходимы и достаточны мощности толщ такого небольшого объема, как горизонт, свита, подъярус. Ими, а не более крупными комплексами, следует пользоваться

Рис. 1. Принципы расчета параметра "мощность"

I, II - нефтегазоматеринские толщи: с разнотипными (I) и однотипными (II) нефтегазоматеринскими породами

I - ненефтегазоматеринские породы;
2-5 - нефтегазоматеринские породы: 2 - с первым подтипом ОБ, 3 - со вторым подтипом ОБ, 4 - с градацией А концентрации ОБ, 5 - с градацией В концентрации ОБ.



для более точного определения положения источников нефти и газа в разрезе, т.е. НГМТ.

Расчленение разрезов на НГМТ и неНГМТ проводится с использованием большой геологической и геохимической информации на базе литолого-геохимических построений (разрезов, карт). В каждом комплексе для всех предварительно выделенных с помощью массовых исследований литолого-геохимических зон составляется сводный литолого-геохимический разрез (рис. 2), к которому привязываются данные о содержании ОБ, результаты люминесцентных, химических и физических исследований битумоидов и углеводородов, керогена. Установление корреляционных связей между микрокомпонентным и химическим составом ОБ на примере типичных образцов НГМП [Ларская, 1975] позволяет экстраполировать данные немногочисленных, обычно детальных исследований состава РОВ и его фракций на все НГМП соответствующей категории и катагенетического уровня.

Дифференциация НГМП по концентрациям и типам ОБ облегчает и расчет средневзвешенных значений параметров ОБ, в том числе показателей и коэффициентов, входящих в формулы (1-4). При расчете средневзвешенных значений параметра ОБ по данным о его современном содержании следует вводить поправки на катагенетические потери [Вассоевич и др., 1973]. Общепринятых представлений о способах расчета величин β^{XB} , μ , K_3 , используемых в формулах (1-4), до сих пор нет. С.Г. Неручев и другие исследователи предлагают учитывать искусственно реконструированные значения исходных (не затронутых эмиграцией) для данного катагенетического уровня β^{XB} и с ней соотносить также расчетную величину K_3 . К.Ф. Родионова [1967], Е.С. Ларская, О.П. Четверикова [1974] и многие другие авторы используют в формулах величину современных β^{XB} , а K_3 определяют по характеру разброса значений этого параметра и/или по данным о катагенетических трансформациях ОБ в целом [Четверикова, Калинин, 1976].

При небольших эмиграционных потерях, свойственных НГМП на стадиях ПК-МК₂₋₃ (не более 0,4 от современного содержания), различия в величинах Q^3 и Π_{II}^0 , получаемых с помощью "исходных"

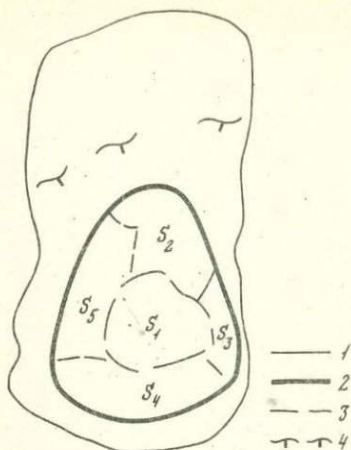


Рис. 2. Схема оконтуривания и дифференциации зоны распространения нефтегазоматеринской толщи

1, 2 — области распространения; 1 — литолого-стратиграфического комплекса, 2 — нефтегазоматеринской толщи; 3 — границы литолого-геохимических зон ($S_1 - S_5$) с различной плотностью нефтеобразования; 4 — зона с палеотемпературами выше 50°C

и современных. $\beta^{\text{ХВ}}$ и μ , невелики: при $K_3 = 0,1$ в первом случае получаемые значения больше в 1,1 раза, а при $K_3 = 0,3-0,4$ — в 1,4 раза, что уже превышает точность метода. Для гумусового ОВ со свойственной ему небольшой генерацией и эмиграцией жидких УВ способ определения расчетных параметров $\beta^{\text{ХВ}}$ и μ особого влияния на величины Q^3 и $\Pi_{\text{П}}^3$ не оказывает.

Наши исследования мезозойско-кайнозойских отложений Кавказского региона и протерозойско-палеозойских комплексов Русской плиты показали, что в пределах уровней ПК-МК₃₋₄ (до 200°C) в неметаморфизованных породах генерация преобладает над эмиграцией, а K_3 варьирует от 0,1 до 0,4. Поэтому рекомендуется использовать в подобных условиях современные значения $\beta^{\text{ХВ}}$ и μ .

На основе указанной информации по формулам (1-4) для каждой литолого-геохимической зоны рассчитываются $\Pi_{\text{П}}^3$ и $\Pi_{\text{П}}^a$. Толщи, в которых эти показатели выше критических, относятся к НГМТ, а в пределах последних за площадь распространения собственно НГМТ принимается суммарная площадь зон со значениями $\Pi_{\text{П}}^3$ и $\Pi_{\text{П}}^a$ выше критических. Комплексы, не обладающие на всем протяжении значениями $\Pi_{\text{П}}^a$ выше критических, НГМТ не являются и в расчетах прогнозных оценок не учитываются.

Предлагаемый подход к выделению НГМТ позволяет с максимальной точностью определять положение источников нефти и газа в разрезе нефтегазоносных бассейнов. Применение количественных показателей к определению площади распространения НГМТ увеличивает степень надежности установления генерационного очага, что особенно важно в тех условиях, когда зоны высоких палеотемператур в плане шире, чем область распространения НГМТ.

Литература

- Вассоевич Н.В., Корнилова Н.Н., Чернышев В.В. О содержании углеродистого органического вещества в континентальном секторе осадочной оболочки Земли. - Вестн. МГУ, 1973, № 1, с. 8-23.
- Ларская Е.С. Исследования рассеянного органического вещества в шлифах. - Геол. нефти и газа, 1975, № 4, с. 34-42.
- Ларская Е.С., Калинин М.К. К методике выделения нефтегазоматеринских толщ. - Тр. ВНИГНИ, 1976, вып. 196, с. 112-116.
- Ларская Е.С., Четверикова О.П. О факторах литогенеза, определяющих продуктивность нефте- и газоматеринских толщ. - Тр. ВНИГНИ 1974, вып. 158, с. 132-149.
- Родионова К.Ф. Органическое вещество и нефтематеринские породы девона Волго-Уральской нефтегазоносной области. М.: Недра, 1967. 359 с. (Тр. ВНИГНИ, вып. 53).
- Четверикова О.П., Калинин М.К. О методах определения количества углеводов, выделенных нефтегазоматеринскими породами. - Тр. ВНИГНИ, 1976, вып. 196, с. 98-112.

НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЕ ТОЛЩИ РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНОВ

Т. К. Баменова, Л. С. Беляева, Д. А. Бинкенина,
Ю. И. Ипатов, К. К. Манаров, Ю. М. Шуменкова

О НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКОМ ПОТЕНЦИАЛЕ ДОМЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Решая региональные вопросы диагностики нефтегазоматеринских отложений, авторы следовали теоретическим разработкам Н.Б. Васюевича, М.Ф. Двали, В.А. Успенского, С.Г. Неручева, для которых прежде всего характерны идея региональности, "повсюдности" распространения нефтематеринских свит, отнесение к последним наборов пород весьма широкого петрографического диапазона, признание важности количественной оценки параметров в процессе диагностики и, что особенно существенно, идея стадийности развития нефтегазоматеринских свит и оценка их на основе этой стадийности.

Понятие "нефтегазоматеринские свиты (формации)" вычлениют из общего объема парагенезов горных пород те из них, которые по своим свойствам обладают (обладали в прошлом или при наступлении соответствующих условий могут обладать) некоторой функцией — рождать и отдавать те или иные количества жидких и газообразных углеводородов, т.е. при образовании своем приобретшие некоторое свойство — нефтегазоматеринский потенциал ($P_{НГМ}$). С практической точки зрения нас более всего интересует реализованная к настоящему моменту геологической истории часть $P_{НГМ}$, которая оценивается количеством генерированных и эмигрировавших жидких ($Q_{ЭМ}^H$) и газообразных ($Q^Г$) углеводородов. Для нефти:

$Q_{ЭМ}^H = OB \cdot \beta_{Исх} \cdot K$, где OB — содержание органического вещества, $\beta_{Исх}$ — доля образовавшихся битумоидов, K — доля эмигрировавших битумоидов; для газа: $Q^Г = OB \cdot \gamma^Г$, где $\gamma^Г$ ¹ — доля образовавшихся (и эмигрировавших) углеводородных газов. Количество OB определяется прежде всего фациально-палеогеографическими условиями седиментогенеза, а также характером диагенеза; $\beta_{Исх}$ — типом исходного OB , определяемого в свою очередь палеогеографией, характером диагенеза и градацией катагенеза; K и $\gamma^Г$ — прежде всего уровнем катагенеза и γ меньшей степени типом OB . Совершенно очевидно, что $P_{НГМ}$ пород, в том числе и реализованная его часть, зависит не только от градации катагенеза, но и от количества и качества исходного OB .

¹ Параметр введен Е.А. Рогозиной и С.Г. Неручевым.

Нижний предел концентраций ОВ в нефтегазоматеринских свитах определяется генетическим типом ОВ. Опыт исследований показывает, что в случае сапропелевого ОВ преимущественно водорослевой природы, слабо измененного в диагенезе (седикахиты алфинового типа, по Н.Б. Вассоевичу [1976]), за нижний предел концентраций по значению органического углерода ($C_{\text{НК}}$) можно принять 0,05–0,1% на породу. Такое ОВ характерно для слабо глинистых карбонатов иловых впадин палеозоя и позднего докембрия Сибирской платформы. В этих свитах уже на первых стадиях мезокатагенеза фиксируются признаки генерации и эмиграции жидких УВ, и их следует относить к категории нефтематеринских. Для свит, содержащих РОВ, в исходном составе которого наряду с фитопланктоном существенную роль играли зоопланктон и (или) бентос (седикахиты алфиново–алцинового и алцинового типов) или РОВ, значительно окисленное в диагенезе (оксисорбосапропелиты, по Г.М. Парпаровой), пределом следует считать 0,1–0,2% $C_{\text{НК}}$. В случае преобладания гумусового ОВ (седикахиты арконового типа) для отнесения к категории нефтематеринских требуются концентрации $C_{\text{НК}} \geq 0,5\%$ (угленосные формации). Для газоматеринских свит, вероятно, достаточен нижний предел $C_{\text{НК}} = 0,05\%$ при РОВ любого исходного состава. Верхний предел концентраций РОВ можно считать неограниченным.

Так или иначе, основы $P_{\text{НГМ}}$ пород закладываются в стадию седиментогенеза и определяются фациально–палеогеографическими условиями.

Нефтегазоматеринские свиты диагностируются в разрезе рифея, венда и всех систем палеозоя Сибирской платформы. В рифее, венде, нижнем и среднем палеозое они представлены морскими, а в верхнем палеозое – континентальными фациями. Естественно, что накопление ОВ на площади около 3 млн. км² на протяжении 1400 млн. лет – от раннего рифея до поздней перми включительно – не было равномерным ни во времени, ни в пространстве. Тем не менее уровни повышенного накопления ОВ на всей территории платформы совпадали, но вариации фациальных обстановок обуславливали их различное количественное выражение. На рис. 1 показаны уровни развития повышенных концентраций РОВ в разрезе верхнего докембрия и палеозоя Сибирской платформы. Эти уровни и соответствуют нефтегазоматеринским свитам, выделяемым в данном регионе. Здесь же показано приблизительное соотношение основных биоценологических групп организмов (фитопланктон, фитобентос, зоопланктон, зообентос, макрофиты континента), принимавших участие в накоплении РОВ на каждом уровне. Эти же уровни показаны на рис. 2 в большем масштабе отдельно для палеозоя. Горизонты, в той или иной мере обогащенные ОВ, выделяемые в качестве нефтегазоматеринских, условно подразделяются нами на две группы по концентрации $C_{\text{НК}}$: 1) доманикоидные горизонты ($C_{\text{НК}} \geq 0,5\%$ на породу) и 2) субдоманикоидные горизонты ($C_{\text{НК}} = 0,1–0,5\%$ на породу) (см. рис. 1, 2), при этом имеются в виду концентрации

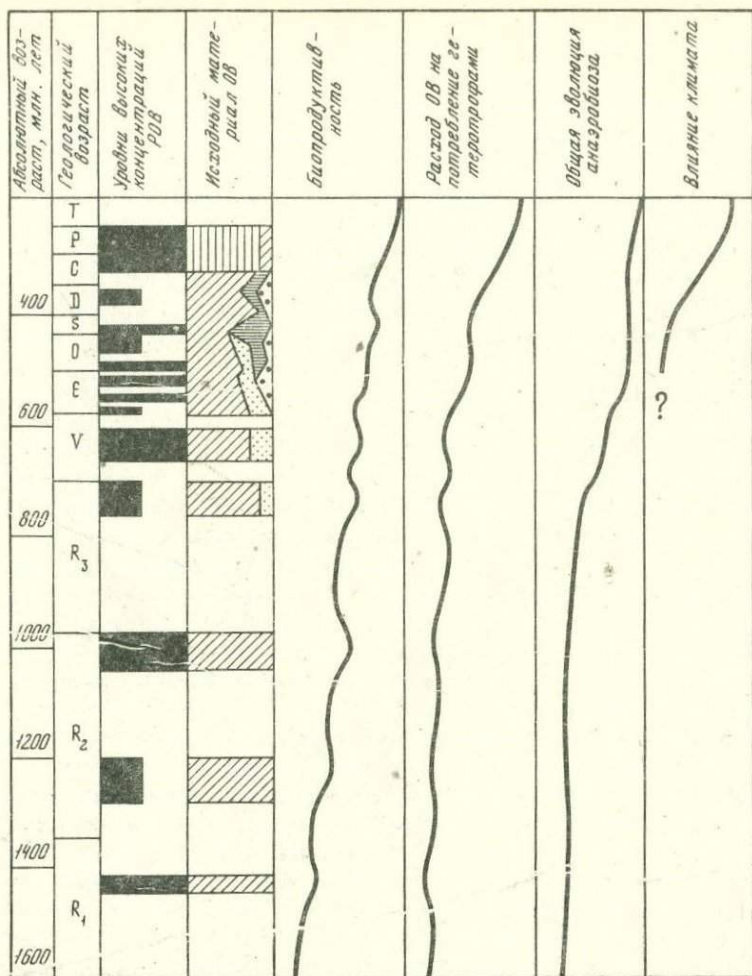


Рис. 1. Процессы накопления ОВ в позднем докембрии и палеозое « Сибирской платформы

1, 2 - горизонты: 1 - доманикоидные ($C_{НК} > 0,5\%$ на породу, в среднем на горизонт), 2 - субдоманикоидные ($C_{НК} = 0,1-0,5\%$ на породу, в среднем на горизонт); 3 - фитопланктон; 4 - фитобентос; 5 - зоопланктон; 6 - зообентос; 7 - макрофиты континента

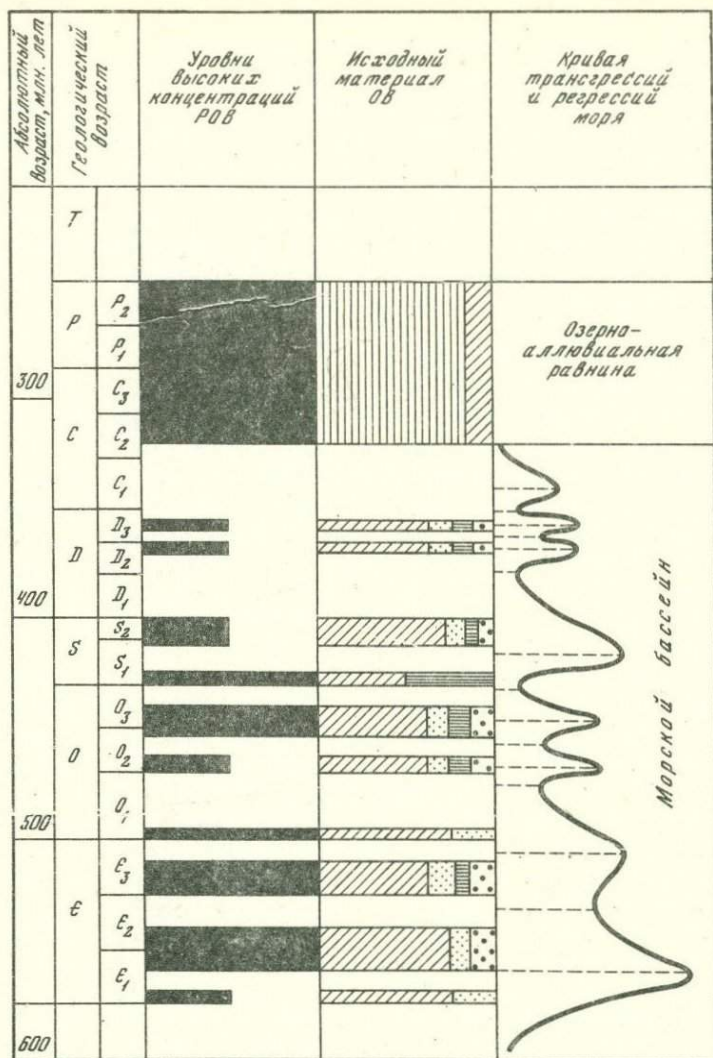


Рис. 2. Связь накопления ОВ в палеозое Сибирской платформы с историей колебательных движений

Условные обозначения см. на рис. 1

$S_{нк}$ в среднем на горизонт (свиту, формацию или парагенерацию, по В.И. Драгунову [1973]), тогда как концентрации $S_{нк}$ в породах, слагающих горизонт, могут варьировать в более широких пределах.

Итак, в разрезе верхнего докембрия – палеозоя Сибирской платформы зафиксированы следующие доманикоидные и субдоманикоидные горизонты – нефтегазоматеринские свиты (снизу вверх).

1. Усть-ильинские слои нижнего рифея — древнейший доманикоидный горизонт в чехле Сибирской платформы (абс. возраст 1480 млн. лет) — черные и темно-серые аргиллиты и алевро-аргиллиты, реже глинистые доломиты суммарной мощностью 60 м; $C_{\text{НК}}$ в среднем 0,6–0,7%, максимальные концентрации $C_{\text{НК}}$ 6–7%. Усть-ильинские слои известны на западном и северном склонах Анабарской антеклизы.

2. Стрельногорская свита среднего рифея и ее аналоги, представленные переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Эти образования характерны для окраин платформы и имеют значительную мощность — 700–1000 м; концентрации $C_{\text{НК}}$ в среднем на свиту обычно невелики — не более 0,2%, максимальные достигают 1–2%.

3. Нижнетунгусская (буровая) свита Туруханского района и ее аналог — шунтарская свита Енисейского кряжа, относимые к верхам среднего рифея (абс. возраст около 1 млрд. лет) — черные и темно-серые глинистые известняки, доломиты, мергели мощностью 800–1000 м; концентрации $C_{\text{НК}}$ в среднем на свиту 0,6%, максимальные 2–3%. Примерно на этом же возрастном уровне — около 1 млрд. лет — располагается малгинская свита Алдано-Майского прогиба востока платформы — черные глинистые известняки и доломиты с прослоями аргиллитов мощностью 100–120 м; средние концентрации $C_{\text{НК}}$ 0,5%, максимальные 5–6%.

4. Несколько субдоманикоидных горизонтов, сложенных преимущественно терригенными и реже карбонатными породами различной мощности известны в отложениях верхнего рифея на уровне примерно 700–800 млн. лет в разных частях платформы. Наиболее интересной среди них является ушаковская свита Иркутского амфитеатра (аргиллиты, алевролиты, песчаники) мощностью до 500 м; средние концентрации $C_{\text{НК}}$ достигают 0,5%.

5. Нижняя подсвита мотской свиты юга Сибирской платформы выделяется в отложениях вендского комплекса в качестве нефтегазоматеринской свиты; по своим геолого-геохимическим параметрам она близка к ушаковской свите верхнего рифея. В вендском же комплексе выделяется хатыспытская свита Оленекского поднятия (глинистые известняки и доломиты с прослоями горючих сланцев).

6. Субдоманикоидный горизонт — платоновская свита и ее аналоги — залегает в основании нижнего кембрия. Это глинисто-карбонатные отложения мощностью 200–300 м, средние концентрации $C_{\text{НК}}$ 0,1–0,3%.

7. Куонамская свита и ее аналоги — аргиллиты, кремнистые аргиллиты, мергели, горючие сланцы, известняки, доломиты, глинистые и ангидритистые их разности — является одним из наиболее крупных региональных максимумов накопления РОВ и охватывает отложения ленского яруса E_1 и амгинского яруса E_2 ; мощность — от 40–50 до 1000 м, средние концентрации $C_{\text{НК}}$ от 0,1 до 2–3% и более.

8. Глиптагностидовый горизонт верхнего кембрия включает нижнюю, большую по объему часть отдела — чопкотинскую свиту и ее аналоги: это черные и серые глинистые известняки, мергели, аргиллиты, редко горючие сланцы; мощность до 700 м, средние концентрации $C_{НК}$ 0,3–0,6%; горизонт развит в северной половине платформы.

9. Горизонт черных глинистых известняков и мергелей неясной мощности (не более 100 м), вскрыт Туринской опорной скважиной на границе кембрия и ордовика; $C_{НК}$ 0,7–0,8%.

10. Криволуцкий ярус O_2 — черные глинистые известняки мощностью 20–40 м развиты на северо-западе платформы; средние концентрации $C_{НК}$ 0,1–0,3%.

11. Мангазейский ярус O_2 и долборский ярус O_3 — черные и серые аргиллиты с прослоями известняков (мощность их 20–120 м, средние концентрации $C_{НК}$ 0,2–0,6%) встречаются на западе и северо-западе платформы.

12. Граптолитовые сланцы нижнего силура — черные аргиллиты и мергели мощностью 20–120 м, средние концентрации $C_{НК}$ 2–4%, развиты вдоль западной и восточной окраин Тунгусской синеклизы.

13. Глинистые доломиты и доломитовые мергели верхней части венлокского яруса S_1 и лудловского яруса S_2 мощностью 100–150 м, средние концентрации $C_{НК}$ 0,1–0,2%.

14. Черные и серые глинистые известняки верхнеживетского подъяруса D_2 — юктинская свита и аналоги — мощностью 10–30 м, средние концентрации $C_{НК}$ 0,1–0,3%.

15. Каларгонская свита франского яруса D_3 — глинистые известняки и доломиты мощностью 50–300 м и более, средние концентрации $C_{НК}$ 0,1–0,2%. Оба горизонта в девоне развиты в центральных и северных районах Тунгусской синеклизы.

16. Угленосная толща верхнего палеозоя Тунгусской синеклизы (C_2 – P_2) мощностью от первых метров до 1400 м; суммарная мощность пачек аргиллитов и алевролитов, классифицируемых как нефтегазоматеринские, в центральных частях синеклизы составляет 100–400 м, средние концентрации $C_{НК}$ — 1,5–3,5% [Баженова и др., 1973].

В литературе неоднократно отмечалось, что содержание $C_{НК}$ в породах возрастает с увеличением глинистости. В разрезах нефтегазоматеринских свит Сибирской платформы эта зависимость также имеет место. В то же время следует отметить, что средние концентрации $C_{НК}$ в целом находятся в обратной зависимости от мощности свит. Из этой закономерности “выпадает” только нижнетунгусская (и ее аналог шунтарская) свита среднего рифея: при весьма значительной мощности (800–1000 м) она обладает сравнительно высокими средними концентрациями $C_{НК}$ — 0,5–0,6%.

При всей неравномерности накопления ОВ во времени доманикоидные горизонты в морских отложениях в чехле Сибирской платформы фиксируются от нижнего рифея до нижнего силура включительно, т.е. в данном разрезе никакой общей тенденции возрастания накоп-

ления РОВ не наблюдается. Этот вывод напрашивается при анализе как ныне сохранившихся в породах концентраций ОВ, так и исходных его количеств, вычисленных с учетом катагенетических и диагенетических потерь. Сравнительный геохимический анализ рифейского и раннепалеозойского ОВ позволил сделать весьма вероятное предположение об общей тенденции роста биомассы и биопродуктивности в ходе геологического времени. На фоне медленного постепенного увеличения биопродуктивности, вероятно, возникали вспышки расцвета фитопланктона [Неручев, 1976], что в сочетании с благоприятными фашиальными условиями и создало доманикоидные (и субдоманикоидные) горизонты (см. рис. 1). Надо сказать, что сейчас еще не ясно, какова относительная роль в накоплении РОВ вспышек биопродуктивности, с одной стороны, и оптимальных фашиальных условий — с другой. Однако вместе с ростом биопродуктивности и биомассы на изучаемом отрезке геологической истории в целом ухудшались условия сохранности ОВ в седиментогенезе за счет увеличения гетеротрофности биоценозов, т.е. возрастания потребления автотрофов гетеротрофами (см. рис. 1).

Отсюда следует, что равновеликие концентрации РОВ в докембрии и палеозое скорее всего конвергентны. Конвергенции концентраций РОВ способствовала, вероятно, и общая эволюция диагенетических процессов, роль которых существенно возросла начиная с венды вследствие увеличения концентрации в водах морей сульфатов и соответственно активизации сульфатредуцирующих бактерий (см. рис. 1).

Среди фашиально-палеогеографических факторов, влияющих на концентрацию ОВ в морских отложениях Сибирской платформы, одно из первых мест принадлежит палеогеоморфологии дна бассейнов: практически все выделяемые здесь нефтегазоматеринские свиты морского генезиса являются отложениями впадин (или "впадинок") различного масштаба и разных таксономических уровней. В них формировались глинистые, глинисто-карбонатные или карбонатные илы, при этом абсолютная глубина бассейна существенной роли не играла.

В основе палеогеоморфологического параметра лежит прежде всего тектонический фактор. В связи с этим интересно рассмотреть положение нефтегазоматеринских свит на кривой колебательных движений. Такой анализ проводится для палеозоя, наиболее изученного в геосторическом отношении. В таласократические периоды — в кембрии и силуре — оптимальные условия накопления РОВ возникли в эпохи развития крупных трансгрессий и в начале крупных регрессий, т.е. в трансгрессивные и регрессивные стадии крупных циклов (по С.Н. Бубнову), тогда как инундационные (максимум трансгрессий) и эмерсивные (максимум регрессий) стадии были неблагоприятны для накопления РОВ, а стало быть, и для формирования нефтегазоматеринских свит. В геократические периоды — в ордовике и девоне — формирование нефтегазоматеринских свит происходило в эпохи максимальных для этих периодов трансгрессий (см.

рис. 2). Таласократические периоды были более благоприятны для накопления РОВ с точки зрения его количества и качества. Но на фоне чередования таласократических и геократических периодов "на пути" от кембрия к карбону наблюдается как бы "вырождение" оптимальных режимов накопления РОВ: условия накопления РОВ в кембрии в целом были более благоприятны, чем в силуре, а в ордовике — более благоприятны, чем в девоне.

В докембрии и раннем палеозое, когда органическая жизнь на континентах практически не существовала и накопление РОВ было связано лишь с биопродукцией самого моря, климатический фактор, вероятно, не играл существенной роли в этом процессе. Начиная с девона, когда биосфера охватила и континенты, роль климатического фактора существенно возросла; аридный геократический девон Сибирской платформы не дал значительных накоплений РОВ, а гумидный континентальный поздний палеозой, напротив, накопил огромные количества ОВ, как в рассеянной, так и в концентрированной форме.

В составе кембрия Сибирской платформы фиксируется наибольшее количество нефтегазоматеринских свит, они обладают наибольшей суммарной мощностью и максимальным ареалом развития. Для кембрия характерен и наиболее сапропелевый, водорослевый состав исходного ОВ (наиболее алфиновый тип седикахитов). В силуре максимально обогащенный РОВ является горизонт граптолитовых сланцев. По условиям образования и концентрации РОВ он близок к богатым свитам кембрия ($C_{НК} 2-4\%$). Однако для этого горизонта характерны алфиново-алциновый и алциновый типы седикахитов (ОВ богато азотом, исходным материалом в значительной степени являлся зоопланктон), что снижает его $P_{НМ}$. К тому же этот горизонт имеет сравнительно незначительный ареал распространения.

Влияние диагенетических процессов на формирование $P_{НГМ}$ определяется прежде всего соотношением концентраций РОВ и минералов-окислителей и типом развивающихся бактерий, который в свою очередь определяется концентрацией сульфатов в иловых водах. В процессе диагенеза "пострадал" больше всего нефтегазоматеринский потенциал кембрийских отложений Иркутского амфиатра и южной части Тунгусской синеклизы, а также отложений ордовика и девона.

Катагенетическая превращенность РОВ нефтегазоматеринских свит докембрия и палеозоя Сибирской платформы весьма высока. Почти все отложения палеозоя на территории платформы прошли стадию протокатагенеза. Большая их часть находится на различных этапах мезокатагенеза, а рифей, венд и базальные горизонты кембрия северной части Тунгусской и Вилуйской синеклиз — на первых этапах апокатагенеза [Баженова и др., 1976]. Это определяет значительные в целом масштабы генерации и эмиграции углеводородов. В качестве иллюстрации можно привести ряд цифр: $Q_{ЭМ}^{II}$ куонамской свиты ϵ_{1-2} (содержание $C_{НК} 3,5\%$) к концу $МК_1$ — 1,5 млн.

- Баженова Т.К., Беляева Л.С., Биккенина Д.А. и др. О катагенном преобразовании рассеянного органического вещества палеозойских и верхнедокембрийских отложений Сибирской платформы. - В кн.: Органическое вещество в современных и ископаемых осадках: V Всесоюз. семинар: Тез. докл. М.: Изд-во МГУ, 1976, с. 115-117.
- Баженова Т.К., Кашенко С.А., Мельников Н.В., Глухов Ю.С. Некоторые черты геохимии верхнепалеозойских угленосных отложений Тунгусской синеклизы в связи с проблемой нефтегазообразования. - В кн.: Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы. Новосибирск, 1973, с. 85-90. (Тр. СНИИГГИМС; Вып. 167).
- Вассоевич Н.Б. Предисловие. - В кн.: Органическое вещество в современных и ископаемых осадках: V Всесоюз. семинар. Тез. докл. М.: Изд-во МГУ, 1976, с. 3-14.
- Драгунов В.И. Геологические формации. Л.: Недра, 1973, 23 с.
- Неручев С.Г. Эпохи радиоактивности в истории Земли и развитие биосферы. - Геол. и геофиз., 1976, № 2, с. 3-13.

$t/\text{км}^3$, $Q^G = 2,6 \text{ млрд. нм}^3/\text{км}^3$; к концу $МК_5$, $Q_{9M}^H = 25 \text{ млн. т}/\text{км}^3$, $Q^G = 30 \text{ млрд. нм}^3/\text{км}^3$.

Сравнивая реализованный P_{NM} отложений с различным типом ОВ куонамской свиты ϵ_{1-2} (существенно алфиновый), граптолитовых сланцев S_1 (алфиново-алциновый) и верхнепалеозойских угленосных отложений (существенно арконовый), получаем следующее: при равных концентрациях РОВ ($C_{НК} = 3,5\%$) и идентичных значениях коэффициента эмиграции битумоидов (значение K в середине этапа $МК_2$ составляет около 0,3), значения $\rho_{исх}$ на указанном уровне катагенеза составляют для $\epsilon_{1-2} = 7$, для $S_1 = 5$ и для $PZ_3 = 1,5\%$, в соответствии с этим и отношение величин Q_{9M}^H перечисленных нефтематеринских свит на данном уровне катагенеза будет 7:5:1,5.

Значительный объем нефтегазоматеринских отложений в осадочном чехле Сибирской платформы, нередко высокие концентрации РОВ в них и в целом далеко зашедшие процессы катагенетической преобразованности ОВ обусловили весьма существенные масштабы генерации и эмиграции жидких и газообразных углеводородов. В связи с этим можно констатировать, что проблема домезозойской нефти (прежде всего нефти Сибирской платформы) - это не столько проблема генерации, сколько аккумуляции и, особенно, проблема сохранности жидких углеводородов, ибо развитие дизъюнктивной тектоники и трещиноватости, процессы переформирования структур, эрозия и денудация; с одной стороны, и региональный апокатагенез и термальный метаморфизм, связанный с магматической трапповой деятельностью, с другой, способствовали разрушению нефтяных залежей. Однако этот вопрос требует специального рассмотрения.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОПРОИЗВОДЯЩИХ ФОРМАЦИЙ (НА ПРИМЕРЕ ЭПИПАЛЕОЗОЙСКИХ ПЛИТ ЮГА СССР)

Диагностику нефтегазопроизводящих формаций (свит) можно проводить двумя путями на основании геохимических или геологических критериев.

Первый путь (с учетом геохимических критериев) базируется на изучении рассеянного органического вещества (РОВ) — его количественного содержания и главным образом особенностей состава, в том числе и изменения состава и свойств РОВ по глубинам погружения. Геохимические критерии выделения нефтегазопроизводящих отложений рассматривались в последние годы многими исследователями. Наиболее полное отражение они получили в работах С.Г. Неручева [1962], А.М. Акрамходжаева [1973], А.Э. Конторовича [1976], Н.Б. Вассоевича и С.Г. Неручева [1977]. По С.Г. Неручеву [1962], самыми надежными признаками нефтепроизводящих пород являются, с одной стороны, следы миграции десорбированных битумоидов, а с другой — остаточный характер измененного битумоида — его покисление вследствие ухода из него углеводородов (УВ).

Второй путь базируется на анализе пространственного (прежде всего вертикального) распространения залежей и зависимости их размещения от развития флюидоупоров. Комплекс пород может считаться нефтегазопроизводящим (имеющим собственные нефтегазопроизводившие формации), если, будучи изолированным от нижележащих толщ надежным флюидоупором, он содержит залежи нефти или газа; напротив, комплекс отложений не включает в себя нефтепроизводящие формации, если при наличии благоприятных для нефтегазонакопления структур, коллекторов, локальных и зональных покрышек он не содержит залежей или содержит их лишь в зонах гидродинамической связи с нижележащим нефтегазонасыщенным комплексом (рис. 1).

Такая диагностика нефтегазопроизводящих комплексов отложений, основанная на собственно геологических критериях, сама по себе является менее точной, чем диагностика по геохимическим критериям; она не позволяет выделить узкие по стратиграфическому интервалу и мощности свиты — генераторы УВ. Вместе с тем геологическая диагностика нефтегазопроизводящих толщ и особенно толщ вторично нефтегазонасыщенных, не содержащих собственных нефтегазопроизводящих формаций, является более достоверной. На современной стадии разработки этой проблемы различные геохимические критерии должны рассматриваться как дополнительные при диагностике крупных первично и вторично нефтегазонасыщенных комплексов и как основные критерии, позволяющие дифференцировать разрез первично нефтегазонасыщенных комплексов с выделением более узких

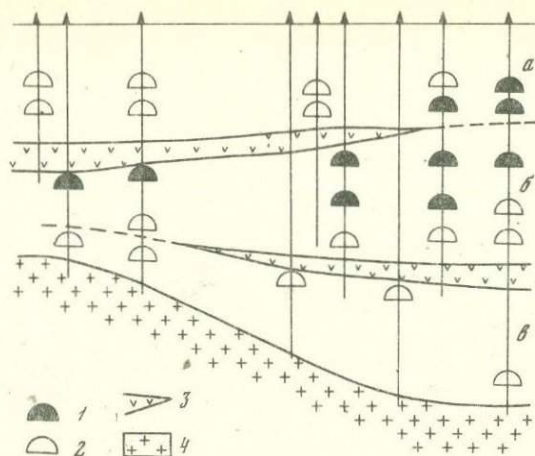


Рис. 1. Принципиальная схема диагностики первично- и вторично-нефтегазоносных комплексов

1 - залежи нефти и газа; 2 - водоносные ловушки; 3 - региональные флюидоупоры; 4 - кристаллический фундамент

Комплексы отложений: а, в - не имеющие собственных нефтегазопроизводящих формаций; б - имеющих собственные нефтепроизводящие формации

по объему нефте- или газопроизводящих свит (формаций, субформаций).

Эффективность использования геологических критериев зависит от наличия и числа региональных флюидоупоров в разрезе осадочного чехла, разделяющих последний на изолированные гидрогеологические комплексы. С этих позиций весьма удачным регионом для выявления формаций, продуцировавших УВ, являются эпипалеозойские плиты юга СССР - Туранская и Предкавказская. В их пределах развиты мощные и надежные флюидоупоры, которые с полным правом могут быть отнесены к региональным (кимеридж-титонская соленосная толща, глины верхнего апта и др.) или зональным (карбонатно-глинистая оксфорд-кимериджская толща Мангышлака, карбонатно-глинистая толща баррема - апта юго-восточной Туркмении) покровкам. Здесь, включая краевые альпийские прогибы, открыты нефтяные и газовые месторождения в отложениях от палеогеновых до нижнетриасовых. Наконец, по этой территории накоплен обширный и разносторонний геохимический материал, обобщенный и проанализированный в трудах А.М. Акрамходжаева, А.Г. Бабаева, О.В. Барташевич, Т.А. Ботневой, В.В. Грибкова, Д.В. Жабрева, А.К. Каримова, А.Г. Милешинной, В.Е. Нарижной, Ф.Е. Окуньковой, И.С. Старобинца, В.А. Чахмахчева, О.П. Четвериковой и многих других.

На эпипалеозойских плитах юга СССР (исключая краевые прогибы) нефтегазообразование активно протекало в юрских отложениях, а также в отдельных зонах и в более древних осадочных толщах, относящихся к переходному (квазиplatformенному) комплексу. Отсутствие процессов генерации УВ в промышленных масштабах в меловых и более молодых отложениях на эпипалеозойских плитах юга СССР определяется по упомянутым выше геологическим критериям. Аргументация этого положения неоднократно приводилась в печати. Весьма существенные доказательства вторичности скоплений нефти и газа в меловых отложениях бортовых зон Амударьинской синеклизы и Южно-Мангышлакской системы прогибов дают гидродинамические и гидрохимические исследования, особенно анализ характера распространения воднорастворенных газов в юрской и меловой толщах [Тумарев, Морозов, 1966; Барс и др., 1975; и др.].

Выводы о вторичности залежей нефти и газа в меловых и палеогеновых отложениях разделяются не всеми исследователями. А.М. Акрамхождаев [1973, 1975 и др.], А.Г. Бабаев [1959, 1966 и др.], З.А. Табасаранский [Табасаранский и др., 1967] и некоторые другие ученые считают, что меловые, а локально и палеогеновые отложения включают собственные нефтегазопроизводящие свиты. Наличие РОВ в этих породах, различия изотопного состава углерода УВ юрских, меловых и палеогеновых отложений и другие геохимические показатели дополняются таким геологическим аргументом, как наличие залежей в меловых отложениях на площадях Байрам-Али, Шарапли, Кели, Майская, Молла-Кёр, Шатлык, Наип, Южный Наип, Северный Наип и Алат в зоне развития верхнеюрских солей в Амударьинской синеклизе. Этим исчерпываются собственно геологические контраргументы против развиваемой нами концепции образования залежей.

Не повторяя всей суммы уже приведенных в печати геологических и гидрогеологических доказательств вторичности меловых залежей, оставшимся лишь на рассмотрении случаев продуктивности мела при наличии соленосной покрывки над ним.

Все перечисленные месторождения находятся в бортовых частях синеклизы, близ зоны выклинивания солей, и образование залежей в мелу связано, по нашему мнению, с перетоками газа из юрских подсолевых отложений. Однако механизм образования надсолевых залежей не был однотипным для всех этих месторождений.

В Марыйском районе (Шатлык, Байрам-Али, Шарапли, Кели, Майское, Молла-Кёр) имеются убедительные показатели латеральной миграции по шатлыкскому горизонту (красноцветные песчаники готерива) с юга на север по региональному восстанию. К югу от Марыйского района установлено выклинивание соленосной толщи, и юрские отложения получают там гидродинамическую связь с меловым комплексом. Таким образом, формирование залежей Марыйского района могло происходить за счет углеводородных газов юры при перетоке в меловую толщу и последующей латеральной

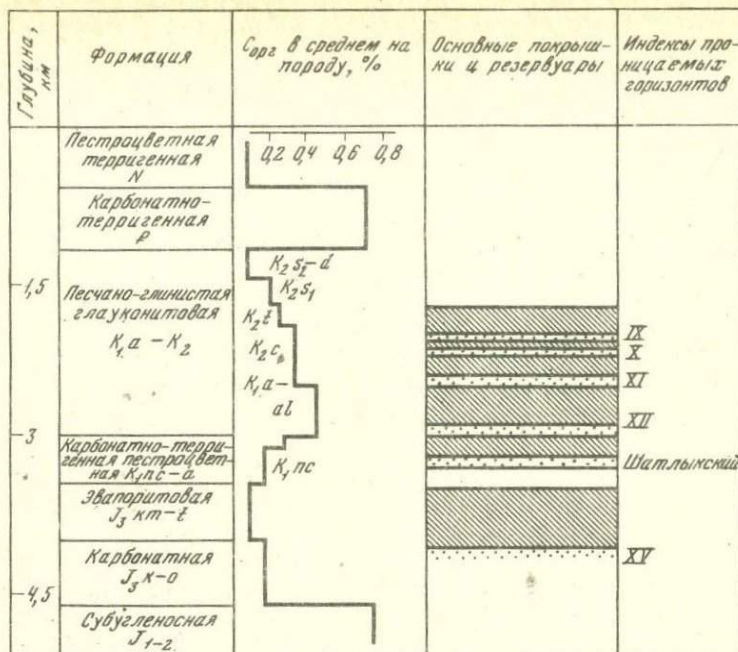


Рис. 2. Средние содержания $S_{орг}^*$ в породах Марьинского газоносного района (Туркмения)

1 - покрывки; 2 - коллекторские горизонты

миграции по шатлыкскому горизонту - нижнему в надсолевой толще пласту-коллектору. Более подробно такой механизм был обоснован П.В. Глумаковым и А.К. Мальцевой [1973]. В Марьинском районе газоносный шатлыкский горизонт и подстилающие его карбонаты и пестроцветные глины валанжина и верхнего титона содержат незначительное количество РОВ, выделяясь четким минимумом этого показателя на фоне нижележащих юрских подсолевых и вышележащих меловых и палеогеновых формаций (рис. 2). Отсутствие скоплений нефти и газа и преимущественно неуглеводородный состав воднорастворенных газов в пластах-коллекторах выше шатлыкского горизонта, а также превосходящее во много раз содержание РОВ в вышележащих отложениях являются дополнительными аргументами в пользу вторичности залежей в надсолевых отложениях Марьинского района.

Наипская группа месторождений, расположенная в Балкуинском прогибе, и Алатское месторождение на Чарджуском поднятии в

* По О.В. Барташевич, А.К. Каримову и др.

пределах одноименной ступени характеризуются иным, наиболее вероятным механизмом формирования залежей в мелу. Эти месторождения расположены в зоне сокращенных мощностей эвапоритовой формации кимеридж-титона, при этом мощность солевых пачек, собственно являющихся флюидоупорами, составляет лишь 12 м на Наипе и 100 м на Алате.

К югу от Алатского поднятия, между ним и Фарабской структурой, скважинами выявлен грабен с амплитудой ограничивающих его сбросов не менее 400 м. Таким образом, солевой экран оказался здесь нарушенным. На Алате, Фарабе и других площадях Чарджоуского поднятия установлена газоносность подсолевых юрских отложений. Газоносность мела обнаружена лишь на одной Алатской структуре, опробование надсолевых отложений на остальных шести площадях Чарджоуского поднятия не дало положительных результатов. По нашему мнению, это дает основание объяснить формирование газовой залежи в нижнемеловых отложениях Алата перетоком флюидов из юры в зоне нарушения солевых покрышек.

В пределах Наипской группы структур разрывные нарушения непосредственно скважинами не зафиксированы, но их существование предполагается. Основанием для этого служат установленные бурением узкие зоны флексур с перепадом глубин залегания продуктивных горизонтов в 100–250 м по западному крылу Северного Наипа, восточному крылу Южного Наипа и северо-западному крылу Наипа. Таким образом, вероятность нарушения солевых экранов, имеющих максимальную мощность в первые десятки метров, весьма высока.

Юрские отложения эпипалеозойских плит повсеместно обогащены РОВ. При этом ниже-среднеюрская субугленосная терригенная формация содержит ОВ гумусового и сапропелево-гумусового типов, а верхнеюрские формации, карбонатные и терригенно-карбонатные, — преимущественно ОВ сапропелевого типа.

Доюрские осадочные породы отличаются резко изменчивым содержанием РОВ. Повышенные значения характерны, в частности, для триасовых отложений Восточного Предкавказья и Южного Мангышлака. По суммарному содержанию ОВ терригенно-карбонатные триасовые формации вполне сопоставимы с терригенной юрой и иногда превосходят ее по содержанию битумоидов, ОВ с основным сапропелевого типа.

Меловые отложения характеризуются изменчивым по вертикали и в целом несколько более низким содержанием РОВ по сравнению с юрскими породами. Средние содержания $C_{орг}$ достигают максимальных значений (0,7–0,9%) повсеместно в глинах клансейского возраста (верхний апт), минимальных — в пестроцветных отложениях неокома, особенно на Туранской плите, известняках верхнего мела Предкавказья, а также в сеноманских отложениях в прибрежных фациях. Клансейским глинам свойствен преимущественно сапропелевый состав РОВ и высокое содержание хлороформенного битумоида.

Нефти меловых отложений эпипалеозойских плит юга СССР сосредоточены в неокомско-нижнеаптских терригенных часто пестроцветных формациях, имеющих пониженное содержание РОВ по отношению к более молодым свитам мела. Запасы газа в значительной мере рассредоточены по разрезу мела, однако большая часть выявленных залежей сконцентрирована также ниже клансейских глин, выделяющихся высоким содержанием РОВ. Можно говорить, таким образом, об отсутствии корреляции размещения запасов УВ и изменения содержания РОВ по разрезу мела в масштабе всей территории молодых плит юга СССР, а это является дополнительным свидетельством в пользу вторичности скоплений УВ в мелу.

Итак, анализ геологических (а также и геохимических) материалов позволяет нам говорить о вторичности залежей нефти и газа в меловых и более молодых отложениях.

Литература

- Акрамходжаев А.М. Органическое вещество — основной источник нефти и газа (в свете новых лабораторно-экспериментальных данных). Ташкент: Фан, 1973. 204 с.
- Акрамходжаев А.М. Процессы преобразования рассеянного органического вещества (РОВ) материнских пород и масштабы миграции нефтегазовых углеводородов. — В кн.: Масштабы (расстояние) миграции нефти и газа. Ташкент: Фан, 1975, с. 7-8.
- Бабаев А.Г. Литология, палеогеография и нефтегазоносность меловых отложений Западного Узбекистана. Ташкент: Изд-во АН УзССР, 1959. 341 с.
- Бабаев А.Г. Геотектоническая история Западного Узбекистана и региональные закономерности размещения скоплений нефти и газа. — М.: Недра, 1966. 372 с.
- Барс Е.А., Морозов Л.И., Печерников В.В. и др. Гидрогеологические условия формирования и размещения залежей нефти и газа в связи с прогнозом нефтегазоносности. — В кн.: Закономерности формирования и размещения месторождений нефти и газа в геотектонических областях территорий стран — членов СЭВ. М.: Недра, 1975, с. 119-151.
- Вассоевич Н.Б., Неручев С.Г. Основные стадии развития терригенных нефтематеринских свит и их диагностика. — В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Изд-во МГУ, 1977, с. 15-21.
- Глумаков П.В., Мальцева А.К. К вопросу о формировании газовых месторождений Мургабской нефтегазоносной области в Туркмении. — Нефтегаз. геол. и геофиз., 1973, № 9, с. 27-30.
- Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 249 с.
- Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1962. 224 с.
- Табасаранский З.А., Громадина Н.И., Тарханов М.И. Сравнительный анализ закономерностей размещения и условий формирования месторождений нефти и газа эпигердинской платформы юга СССР (Туранская и Скифская плиты). — В кн.: Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967, с. 582-588.
- Тумарев К.К., Морозов Л.И. Формирование газовых залежей в меловых отложениях структуры Узень. — Нефтегаз. геол. и геофиз. Текущая информация, 1966, № 8.

М. С. Ярошевич, Э. Г. Коблов, Р. Л. Буценко,
В. Ш. Бругман, Г. С. Мишанов,
Ю. А. Тронов, А. И. Уткина

НЕФТЕГАЗОГЕНЕРИРУЮЩИЕ ТОЛЩИ И УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ИХ ПОТЕНЦИАЛА В КАЙНОЗОЙСКОМ РАЗРЕЗЕ СЕВЕРО-САХАЛИНСКОГО ОСАДОЧНО-ПОРОДНОГО БАСЕЙНА

Северо-Сахалинский осадочно-породный бассейн (ОПБ) представляет собой область устойчивого прогибания и накопления мощного (более 8 км) комплекса кайнозойских (преимущественно неогеновых) терригенных образований. Геологическая история развития этого региона определила сложность его строения и особенности условий накопления рассеянного органического вещества (РОВ). На сравнительно небольшой (32 тыс. км²) площади ОПБ с запада на восток происходит быстрая смена обстановок осадконакопления — от прибрежно-континентальных песчаных угленосных к песчано-глинистым и глинисто-песчаным отложениям открытого моря; в том же направлении устанавливается переход к более восстановленным сидерито-пиритовым и пирито-сидеритовым геохимическим фациям [Иваньшина, 1960], а также постепенное обогащение преимущественного гумусового (арконового) органического материала сапропелевым (алиновым).

Осадочный разрез ОПБ включает мацигарский (верхний палеоген), даехурийский, уйнинский, дагинский, окобыкайский, нутовский (миоцен) и помырский (плиоцен) горизонты, которые (за исключением нижнего и верхнего) содержат залежи нефти и газа, приуроченные к различным литофациальным комплексам.

При относительно невысоком среднем содержании органического углерода ($C_{орг}$) в неогеновых породах (глины — 0,56; алевролиты — 0,45, пеланики — 0,27%) восточные районы бассейна, характеризующиеся особенно благоприятными условиями накопления РОВ, являются зонами значительных концентраций $C_{орг}$ (до 1%) и высокой битуминозности. В отложениях более древних, чем окобыкайские, сохраняется та же тенденция в распределении $C_{орг}$, но отмечаются случаи повышенных содержаний $C_{орг}$ в западных районах бассейна.

В геологическом прошлом толщи ОПБ испытывали погружения до 5 км и более, что обеспечивало на определенном этапе, с одной стороны, существенную катагенетическую превращенность РОВ ($ПК_1$, $МК_1^1$, $МК_1^2$, $МК_2$), сопровождающуюся новообразованием битумоидов, жидких и газообразных углеводородов (УВ), а с другой — широкую первичную миграцию легкоподвижных соединений. Этот этап в геохимической истории осадочных толщ отвечает главной фазе нефтеобразования — ГФН [Вассоевич, 1967; Вассоевич и др., 1969].

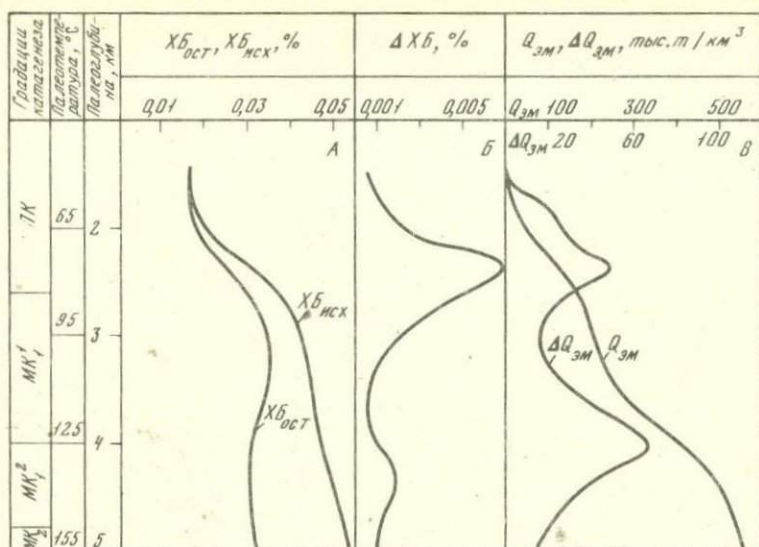


Рис. 1. Интенсивность и динамика процессов генерации и эмиграции битумоидов в кайнозойских отложениях Северо-Сахалинского осадочно-породного бассейна (составили В.Ш. Брутман, Р.Л. Буценко, Э.Г. Коблов, М.С. Ярошевич)

$X_{Б_{ост}}, X_{Б_{исх}}, \Delta X_{Б_{исх}}$ — количество остаточного, исходного битумоида и градиент $X_{Б_{исх}}/200$ м (в %); $Q_{эм}, \Delta Q_{эм}$ — количество эмигрировавших жидких УВ и градиент $Q_{эм}/200$ м (в тыс. т/км³)

Качественный анализ направленности изменения состава РОВ и битумоидов, проведенный авторами ранее [Ярошевич и др., 1974], позволил получить определенные представления о границах и условиях проявления ГФН в неогеновых отложениях Северо-Сахалинского ОПБ.

Характер поведения геохимических параметров при погружении был прослежен для преимущественно арконового и алиново-арконового типа РОВ в глинистых породах окобыкайского, дагинского и уйнинского горизонтов. Первые заметные сдвиги в составе битумоидов фиксируются на стадии позднего протокатагенеза (ПК) на палеоглубинах 1,5–2 км, в интервале 2,5–3 км этот процесс резко усиливается (МК₁), сопровождаясь одновременно увеличением в них содержания С, Н и УВ; ниже 4 км интенсивность указанных процессов постепенно убывает. Пределы развития ГФН в окобыкайском горизонте были установлены в интервале 2–4 км (ПК–МК₁). Для более древних осадочных толщ граница завершения ГФН опускалась предположительно ниже 4 км.

Выполненные в настоящее время расчеты по количественной характеристике процессов нефтеобразования (рис. 1) в целом под-

твердили ранее принятые границы проявления ГФН и позволили оценить масштабы процессов генерации и эмиграции битумоидов, их соотношения на различных этапах развития ОПБ, а также уточнить положение в разрезе толщ пород, вовлеченных в ГФН (ГЗН¹ по А.Э. Конторовичу с соавторами [1967]). Поведение расчетной кривой содержания исходного битумоида (см. рис. 1, А) показывает постепенное его нарастание с заметным ускорением в интервале глубин 1,8–3 км. Судя по конфигурации дифференциальной кривой $\Delta X_{Б_{исх}}$ (см. рис. 1, В), именно в этом интервале наблюдается максимальное развитие процесса битумообразования. Построенная модель генерации битумоидов отвечает соответствующей модели А.Э. Конторовича [1976].

Масштабы эмиграции жидких УВ и соотношение процессов генерации и эмиграции битумоидов видны из анализа кривых на рис. 1, В и сопоставления кривых исходного и остаточного битумоида (см. рис. 1, А). На общем фоне увеличения количества эмигрировавших УВ выделяется два этапа резкого усиления процесса эмиграции при погружении на глубины 2–2,7 км и 3,5–4,6 км. Первый из них совпадает и генетически связан с этапом максимальной генерации битумоидов, второй – приурочен к зоне максимальной трещиноватости пород, способствующей активной эмиграции УВ.

В пределах Северо-Сахалинского ОПБ отложения нутовского, окобыкайского, дагинского, уйнинского и мачигарского горизонтов, вовлеченные в ГФН, отнесены к нефтегазопроизводящим толщам с различными масштабами нефтегазообразования. Наибольшие объемы УВ генерировали отложения среднего миоцена (нижняя часть окобыкайского, дагинский и уйнинский горизонты), наименьшие – верхнего палеогена.

Условия реализации потенциала (речь идет об условиях миграции, аккумуляции и сохранности формирующихся залежей УВ) выделенных нефтегазогенерирующих толщ определяются главным образом соотношением в разрезе коллекторов и покрышек, их емкостными, фильтрационными и экранирующими свойствами, масштабами эрозии отложений на инверсионном этапе развития бассейна, причем не только их современным состоянием, но и эволюцией этих свойств на всем протяжении периода проявления процессов миграции и аккумуляции УВ².

Для Северо-Сахалинского ОПБ главную роль в формировании коллекторских и экранирующих свойств пород играют их литологический состав и глубина максимального погружения.

¹ Далее в тексте для обозначения главной зоны нефтеобразования мы употребляем аббревиатуру ГЗН₀ и для главной зоны нефтегазоаккумуляции – ГЗН_н.

² В статье не рассматриваются палеотектонический, структурный и гидрогеологический факторы миграции, аккумуляции и сохранности залежей.

В результате совместного анализа направленности и характера изменения коллекторских и экранирующих свойств пород при погружении выделяется ряд этапов в их эволюции, для каждого из которых характерно определенное соотношение между свойствами коллекторов и покрышек и, следовательно, определенная характеристика условий миграции, аккумуляции УВ и сохранности их скоплений. Отложения, погружавшиеся на глубины до 1 км и свыше 5 км, оцениваются как малоблагоприятные: в первом случае — для процессов аккумуляции из-за низких экранирующих свойств глинистых пород, во втором — для процессов миграции вследствие потери песчано-алевритовыми породами свойств коллекторов. Отложения, погружавшиеся на 1–5 км, в различной степени благоприятны для миграции и аккумуляции, условия которых определяются суммарным эффектом проявления при погружении противоположно направленных по своему воздействию процессов: а) повышением экранирующей способности глинистых пород; б) снижением емкостных и фильтрационных свойств песчаных и алевритовых отложений; в) нарушением экранирующих свойств покрышек вследствие развития трещиноватости глинистых пород на палеоглубинах свыше 2,5 км (максимальная нарушенность отмечается в интервале 3–4,5 км),² что создает условия для вертикальной миграции и перераспределения мигрирующих УВ и уже возникших скоплений в вышележащую зону.

Значение этих процессов при оценке условий миграции и аккумуляции на различных этапах неодинаково. При погружении на глубины до 2–2,5 км, когда вследствие хороших коллекторских свойств песчано-алевритовых отложений сохраняются благоприятные условия для миграции, основная роль принадлежит экранирующим свойствам глинистых пород. Повышение экранирующей способности последних с погружением несомненно должно способствовать улучшению условий аккумуляции. При погружении с 4 до 5 км значительное сокращение диапазона пород-коллекторов порового типа и снижение их емкостных и фильтрационных свойств приводят к резкому ухудшению условий миграции. В интервале 1,5–3,5 км выделяется зона оптимального сочетания коллекторских и экранирующих свойств пород, являющаяся наиболее благоприятной для аккумуляции и сохранения скоплений УВ (рис. 2).

По результатам совместного анализа закономерностей размещения нефтегазовых ресурсов и изменения коллекторских и экранирующих свойств пород выделяется $ГЗН_n$, соответствующая зоне оптимального сочетания коллекторских и экранирующих свойств пород. В идеальном разрезе, представленном на всю перспективную мощность одним литофациальным комплексом, $ГЗН_n$ выделяется в интервале палеоглубин 1,5–3,5 км. В реальном разрезе ее положение контролируется не только глубиной максимального погружения, но и сочетанием и местоположением различных литофациальных комплексов. Перспективы нефтегазоносности прогнозируемого объекта определяются комплексной оценкой условий нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции: отсутствием или наличием в его разрезе

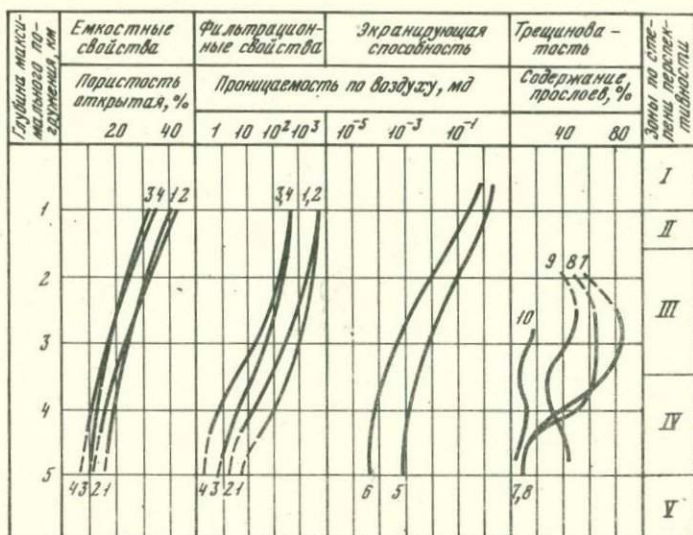


Рис. 2. Изменение коллекторских и экранирующих свойств пород и удельных запасов нефти и газа в зависимости от литофациального состава продуктивных толщ и глубины их максимального погружения (составили Э.Г. Коблов, Р.Л. Буценко)

1-4 - песчано-алевритовые породы: кривые максимальных (1, 2) и средних (3, 4) значений пористости и проницаемости песчаных (1, 3) и алевритовых (2, 4) пород; 5, 6 - глинистые породы: кривые максимальных (5) и средних (6) значений проницаемости; 7-10 - трещиноватость (содержание в разрезе прослоев с трещиновой проницаемостью > 1 мд): 7 - аргиллитов, алевритов сильноглинистых (количество цемента - С > 40%), 8 - алевритов глинистых (С = 20-40%), 9 - песчаников глинистых (С > 20%), алевритов слабоглинистых (С > 20%), 10 - песчаников слабоглинистых (С < 20%)

I-V - зоны по степени перспективности: I - малоперспективная вследствие низких экранирующих свойств глинистых пород; II - перспективная, отрицательный фактор - пониженные экранирующие свойства глинистых пород; III - зона оптимального сочетания коллекторских и экранирующих свойств пород - основной объект для поисков нефти и газа; IV - перспективная, отрицательные факторы - пониженные коллекторские свойства песчано-алевритовых пород в нижней части зоны, нарушение экранирующих свойств пород-покрышек в верхней части зоны; V - малоперспективная вследствие низких коллекторских свойств песчано-алевритовых пород

GZ_{H_0} и GZ_{H_n} , их пространственными взаимоотношениями, мощностью и литофациальным составом пород, выполняющих эти зоны. Наиболее оптимальный вариант: присутствие в разрезе, сложенном мелко-водно-морскими отложениями с содержанием песчаных пород 20-40%, в полном объеме и GZ_{H_0} и GZ_{H_n} . Изложенные выше представления о вероятном проявлении в широких масштабах вертикальной миграции УВ позволяют рассматривать нефтегазовые ресурсы GZ_{H_n} как суммарный эффект от реализации нефтегазопотенциальных возможностей всего нижележащего разреза. Поэтому весьма вероятно зависимость величины потенциальных ресурсов от общей мощности осадочных отложений, прошедших через ГФН (при условии отсутствия в разрезе значительных размывов).

Разрез оценивается как бесперспективный или малоперспективный при неблагоприятном литофациальном составе (преимущественно глинистые или песчаные отложения), либо при отсутствии в разрезе одной из выделенных зон. Возможны два экстремальных варианта: отсутствие GZ_{H_0} в разрезах, сложенных слабоуплотненными породами мощностью до 2 км (при мощности эродированных отложений $-H_{эр}$, близкой к нулю), либо отсутствие GZ_{H_n} в разрезах, где мощность эродированных отложений превышает 3-3,5 км.

В первом случае возможно обнаружение небольших по размерам преимущественно газовых скоплений, находящихся в начальной стадии формирования.

Во втором случае возможно обнаружение остаточных, уцелевших от разрушения, скоплений нефти и газа. Необходимо отметить, что даже частичный выход на поверхность пород, отвечающих по степени катагенетической преобразованности GZ_{H_n} ($H_{эр} > 2-2,5$ км), резко ухудшает условия сохранности залежей и является основанием для снижения перспективности оставшейся части разреза. Полная эрозия пород, отвечающих по степени катагенетической преобразованности GZ_{H_n} , отмечается в большинстве районов выхода на поверхность докайнозойских отложений (что является одной из основных причин резкого снижения перспективности верхнемеловых и в значительной мере палеогеновых отложений), а частичная эрозия характерна для большей части районов суши южной части Сахалина и для сводовых частей отдельных антиклинальных зон и крупных поднятий северной части Сахалина.

По результатам комплексной оценки условий нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в пределах Северо-Сахалинского ОПБ наиболее перспективными являются отложения окобькайского и дагинского горизонтов.

Литература

- Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения (исторический обзор и современное состояние). - Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 137-142.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В. Главная фаза нефтеобразования. - Вестн. МГУ. Сер. геол., 1969, № 6, с. 3-27.

- Иваньшина Л.П. Геохимические условия диагенеза неогеновых осадков Северного Сахалина. — Труды ВНИГРИ, 1960, вып. 224, с. 23–26.
- Коблов Э.Г., Иваньшина Л.П., Буденко Р.Л. Изменение с глубиной коллекторских свойств осадочных образований о. Сахалина и прогнозирование зон распространения коллекторов порового типа. — Всесоюз. семинар по проблеме "Коллекторы нефти и газа на больших глубинах": Тез. докл. М.: 1975, с. 20–21.
- Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976, 249 с.
- Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности). — Геол. и геофиз., 1967, № 2, с. 16–29.
- Ярошевич М.С., Брутман В.Ш., Э.Г. Коблов. Преобразование органического вещества и вмещающих толщ неогена Северного Сахалина при их погружении. — В кн.: Органическое вещество в современных и ископаемых осадках. — IV семинар: Тез. докл. М.: Изд-во МГУ, 1974, с. 127–128.

В. В. Ильинская, Т. П. Нулаева

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПАЛЕОЗОЙСКИХ ПОРОД ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ И ХАРАКТЕР НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ

С целью изучения особенностей состава органического вещества (ОВ) палеозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины проведены комплексные исследования ОВ материнских пород, состава нефтей, показателей генетической связи углеводородов (УВ) ОВ и нефтей.

Для оценки нефтегазоматеринских свойств пород палеозойских отложений детально изучено ОВ ископаемых осадков классическим химико-битуминологическим методом. При исследовании структуры УВ применены новейшие химические и физико-химические методы [Ильинская и др., 1975].

Состав нефтей рассматривался в зависимости от стратиграфической их принадлежности и условий залегания в различных частях впадины. Исследование УВ нефтей так же, как и ОВ, проводилось на современном методическом уровне с привлечением газожидкостной хроматографии и молекулярной масс-спектрометрии. Показатели генетической связи нефтей и ОВ материнских пород основаны на данных по составу УВ и главным образом по строению реликтовых структур.

На территории Днепровско-Донецкой впадины глинисто-карбонатные и карбонатно-глинистые отложения турнейского яруса и нижневизейского подъяруса формировались в восстановительной и слабовосстановительной обстановках диагенеза. Содержание ОВ в породе колеблется в пределах 0,7–3%, а сингенетичных УВ — 400–900 г/м³.

Углеводородный коэффициент (μ_3) достигает 2%. ОВ смешанное (гумусово-сапропелевое) и сапропелевое. В северо-западной части впадины, где температура изученных пород составляет 80°C , небитуминозная часть ОВ отличается достаточно высоким содержанием водорода (6,4–7,5%) при содержании углерода 72–75%. Отношение С/Н, равное 9–11, указывает на преобладание в ОВ компонентов сапропелевой природы. Ароматические УВ сапропелевого ОВ представлены в основном бензолами и нафталинами (76%). Нормальные алканы преобладают над изоструктурами. В составе изопреноидных соединений количество пристана превышает содержание фитана, отношение пристан/фитан составляет 1,1–1,3.

Породы являются нефтепроизводящими, так как ОВ находится на уровне катагенеза, соответствующем градациям $\text{ПК}_3\text{-МК}_1$. В карбонатных породах-коллекторах количество эпигенетических УВ достигает $700\text{ г/м}^3 - 5\text{ кг/м}^3$ породы.

Терригенные и углистые породы поздневизейского, намюрского, среднекаменноугольного, позднекаменноугольно-раннепермского возраста формировались в заливно-лагунных и озерно-болотных фациях. Обстановка диагенеза была слабовосстановительной и суб-окислительной. Породы содержат ОВ гумусовое неокисленное или гумусовое окисленное в количестве 0,5–3,0% (иногда 5–10%). Содержание в породе жидких сингенетических УВ достигает $100\text{--}300\text{ г/м}^3$. Коэффициент μ_3 низкий и составляет для неокисленного гумусового ОВ 0,5%, для окисленного – 0,3–0,1%. УВ гумусового неокисленного ОВ по сравнению с сапропелевым имеют более сложное строение. Непитуминозная часть ОВ при тех же температурах ($60\text{--}80^{\circ}\text{C}$) характеризуется уменьшенным содержанием водорода (5–4,2%) и углерода (66–73%). Отношение С/Н, равное 13–15, свидетельствует о низких стадиях катагенеза, соответствующих градациям $\text{ПК}_3\text{-МК}_1$. Ароматические УВ гумусового ОВ представлены главным образом фенантреновыми, пиреновыми и хризеновыми УВ (более 50%). Среди метаново-нафтеновых УВ преобладают три- и тетрациклические нафтены, присутствуют пента- и гексациклические нафтены. Коэффициент пристан/фитан < 1 . Отличительной чертой гумусового окисленного ОВ является резкое превышение содержания пристана над фитаном (коэффициент пристан/фитан = 2–3).

Изученные породы являются преимущественно газоматеринскими. ОВ в верхневизейских и среднекаменноугольных отложениях находится на градациях ПК_2 в северо-западной части впадины, градация катагенеза ОВ увеличивается до МК_1 в центре впадины и, наконец, достигает градаций МК_2 на крайнем юго-востоке. Породы указанных отложений являются и нефтегазопроизводящими. Верхний газовый этаж приурочен к малым глубинам (1–1,5 км). Содержание жидких эпигенетических УВ в терригенных коллекторах составляет $600\text{--}1300\text{ г/м}^3$. Степень преобразованности ОВ верхнекаменно-

угольно-нижнепермских отложений северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины не превышает уровня катагенеза, соответствующего градациям ПК₂-ПК₃.

На состав ОВ гумусового генезиса фактор температуры оказывал существенное влияние. При погружении пород, содержащих преимущественно гумусовое ОВ, на глубину 1900-2600 м для сингенетичных битумов фиксируется возрастание величины β ХБ до 3-4% и содержания масел и УВ до 30-35% в хлороформенном битумоиде ХБ (А) при одновременном возрастании доли метаново-нафтеновых УВ; отношение МН/НА составляет 1-2 [Ильинская, 1964, 1975]. Эта зона соответствует зоне образования жидких УВ изонафтенового состава со значительной примесью ароматических структур. Для северо-западной и центральной частей впадины в этих интервалах в проницаемых породах-коллекторах были выявлены эпигенетичные битумы. Зона образования жидких УВ, соответствующая температурам 60-80°C, переходит в следующую (глубина 2,6-3,3 км), которая в результате отдачи метаново-нафтеновых УВ в коллектор обогащается нафтеново-ароматическими структурами (МН/НА < 1). При дальнейшем погружении под влиянием прогрессирующего катагенеза проявляется метанизация. На глубинах 3,7-4,2 км и температурах 120-150°C (юго-восточная часть впадины) ОВ достигает градаций МК₂-МК₃, что отвечает нижнему газовому этажу. Отличительной особенностью гумусового ОВ нижнего газового этажа является постепенное уменьшение битуминозной части и содержания остаточных УВ с одновременным возрастанием роли нейтральных компонентов. Молекулярная перестройка ОВ сопровождается повышением количества углерода (до 80%) при некотором снижении содержания водорода (до 4%) в небитуминозной его части. Одновременно уменьшается сумма гетероэлементов (O+N+S) от 20 до 12%. Такие же изменения происходят и в элементном составе ХБ (А). Начиная с уровня катагенеза, соответствующего градации МК₃, сумма гетероэлементов (O+N+S) уменьшается до 10-8% с одновременным возрастанием содержания углерода (до 80%). В компонентном же составе ХБ (А) происходит увеличение масляной фракции (до 40%) с обогащением последней метаново-нафтеновыми УВ. Возрастает роль асфальтенов.

Региональный метаморфизм определенным образом воздействовал и на состав отдельных классов УВ. Так, в молекуле гибридных нафтеново-ароматических УВ в общем числе колец преобладают главным образом ароматические структуры, а в последних максимальные содержания приходятся на фенантрены (17,5%). В заметных количествах присутствуют и антрацены (5,5%). В n-алканах, содержание которых уменьшается до 1%, намечается выравнивание коэффициента НЧ/С. При этом следует заметить, что максимумы содержания отдельных УВ как с четным, так и нечетным числом углеродных атомов сдвинуты в наиболее высокомолекулярную часть. Устойчивыми к воздействию повышенных температур и глубин остаются изопреноидные углеводороды, что подтверждается незначи-

тельными изменениями коэффициента iC_{19}/iC_{20} в интервале глубин 1,9–3,3 км. Значение этого коэффициента в данном интервале практически постоянно и составляет 0,9. Некоторое уменьшение УВ и их метанизация на последующих стадиях катагенеза ОВ (МК₅) переходит в закономерное явление.

На сапропелевое же ОВ карбонатно-глинистых пород, имеющих в основном алифатическую природу, фактор температуры оказывал меньшее влияние. Поэтому на всей территории впадины до северных окраин Донбасса могли, по-видимому, формироваться главным образом нефти с попутными газами. Для сапропелевого ОВ главная зона образования жидких УВ расширяется и в условиях Днепровско-Донецкой впадины соответствует глубинам 2,6–4,5 м. На этих глубинах степень превращенности ОВ отвечает стадии катагенеза градаций МК₄–МК₅.

Таким образом, проведенные детальные исследования УВ на современном молекулярном уровне позволили предопределить в пределах впадины генерацию нефтей нафтеново-метанового основания, продуцируемых преимущественно сапропелевым ОВ глинисто-карбонатных и карбонатно-глинистых пород, и метаново-нафтеново-ароматического состава, генерируемых смешанным (сапропелево-гумусовым) и гумусовым неокисленным ОВ глинисто-алевроитовых пород. Гумусовое окисление ОВ может быть источником сухих газов [Ильинская и др., 1976].

Изученные нефти палеозойских отложений имеют достаточно большие колебания в значениях плотности (от 0,79 до 0,89 г/см³) и выхода легких фракций (от 28 до 40%). В бензиновых фракциях парафиновых УВ – 32–72%, нафтеновых УВ – 10–50%, ароматических УВ – 8–20%. Содержание УВ и асфальтеново-смолистых компонентов в отбензиненной части также изменяется в широких пределах. Основной закономерностью обычно является утяжеление нефтей вверх по разрезу. Внутри стратиграфического комплекса наиболее метановым составом характеризуются нефти осевой части впадины. Нефти южной прибортовой зоны насыщены нафтеново-ароматическими структурами. Нефти палеозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины можно разделить на два генетических типа. Для нефтей первого типа характерны повышенные величины коэффициентов: ПН/НА 2,5–3,0; П/Н = 1,5 в составе парафиново-нафтеновых УВ; тетра-/пентацикланы = 2,1 для нафтеновых УВ; мононафтенонафталины/фенантрены = 1,9 для ароматической фракции УВ. Коэффициент пристан/фитан колеблется в пределах 0,7–1,1. Максимальные содержания *n*-алканов соответствуют низкомолекулярным УВ.

Нефти второго типа отличаются от нефтей первого типа уменьшением величин отношений П/Н, тетра-/пентацикланы, мононафтенонафталины/фенантрены до 0,7; 1,9; 1,3 соответственно. Значения коэффициента пристан/фитан, напротив, увеличиваются до 2–2,5. Максимумы содержаний *n*-алканов сдвинуты в наиболее высокомолекулярную часть.

Таким образом, на состав нефтей первого типа оказала влияние примесь сапропелевого ОВ в материнских породах. Эти нефти приурочены к верхнедевонско-нижневизейскому комплексу. Нефти второго типа более сложные, что, по-видимому, связано с примесью гумусового ОВ материнских пород. Они залегают в верхневизейско-нижнепермских отложениях.

По составу УВ главным образом реликтовых структур для нижне- и среднекаменноугольных отложений установлена генетическая связь нефтей и ОВ материнских пород, выражающаяся: 1) в одинаковом направлении изменения содержания углеродных атомов n -алканов в высокомолекулярной части; 2) в близости числовых значений коэффициентов пристан/фитан, тетра-/пентацикланы, n -алканы/изоалканы, мононафтенафтадины/фенантрены; 3) в пропорциональных изменениях по разрезу отношений пристан/фитан.

Нефти верхнекаменноугольно-нижнепермских отложений, по-видимому, генетически связаны со средним карбоном, что подтверждается идентичностью изменений по среднекаменноугольно-нижнепермскому разрезу отношений пристан/фитан для нефтей и ОВ пород. Последнее хорошо коррелируется с низким коэффициентом аккумуляции жидких УВ в залежах среднекаменноугольных отложений и косвенно указывает на существование вертикальных перетоков нефти в вышезалегающую верхнекаменноугольно-нижнепермскую толщу. Это также объясняет несоответствие между недостаточно высокими генерирующими свойствами верхнекаменноугольно-нижнепермских пород северо-западной части впадины и открытием здесь крупных залежей нефти Леляковского и Гнединцевского месторождений.

Анализ результатов детальных геохимических исследований ОВ и УВ позволил сделать следующие основные выводы:

1. На территории Днепровско-Донецкой впадины в палеозойских отложениях возможна генерация двух различных генетических типов нефтей: а) нафтеново-метанового основания, продуцируемых преимущественно сапропелевым ОВ глинисто-карбонатных и карбонатно-глинистых пород и б) метаново-нафтеново-ароматического состава, генерируемых сапропелево-гумусовым и гумусовым неокисленным ОВ глинисто-алевроитовых пород. Гумусовое окисленное ОВ может быть источником сухих газов.

2. Аналогичная характеристика ОВ нефтематеринских пород и состава нефтей по разрезу и простираанию впадины в общем плане свидетельствует о генетической связи между ними. Более надежно генетическая связь установлена по составу УВ и главным образом реликтовых структур. Различия в углеводородном составе ОВ и нефтей указывают на миграцию УВ из нефтематеринских пород к залежам.

3. Наиболее информативным генетическим критерием является коэффициент пристан/фитан. Его значения незначительно изменяются с глубиной и температурой для родственных материнских пород и нефтей, оставаясь в определенном диапазоне величин для каждого из изученных стратиграфических комплексов.

- Ильинская В.В., Родионова К.Ф., Телкова М.С. и др. Детальное исследование органического вещества пород различного литолого-фациального типа (на примере палеозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины). - В кн.: Преобразование органического вещества в современных и ископаемых осадках и основные этапы генерации свободных углеводородов. - Тр. ВНИГНИ, 1975, вып. 175, с. 82-88.
- Ильинская В.В. Углеводороды органического вещества палеозойских пород Большого Донбасса. - В кн.: Проблемы нефтяной геологии и методика лабораторных исследований. - Тр. ВНИГНИ, 1964, вып. 41, с. 102-118.
- Ильинская В.В. Влияние катагенеза на органическое вещество терригенных пород карбона Днепровско-Донецкой впадины и прилегающих районов Донбасса. - В кн.: Влияние процесса литогенеза на формирование и продуктивность нефтегазоматеринских отложений. - Тр. ВНИГНИ, 1975, вып. 158, с. 75-82.
- Левенштейн М.Л. О генетических закономерностях изменения качества углей в Донецком бассейне. - В кн.: Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. М.: Госгеолтехиздат, 1963, т. 1, с. 348-405.
- В.В.Ильинская, Т.П.Кулаева, Е.А.Никитина и др. Нефтегазопроизводящие свойства нижнекаменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины и прилегающих районов Донбасса. - В кн.: Результаты и направление нефтепоисковых работ на территории Украинской ССР. - Тр. ВНИГНИ, 1976, вып. 193, с. 114-125.

Л. А. Польштер, Ю. А. Висновский, Ю. Ф. Шереметьев

**ВЛИЯНИЕ РЕЖИМА ТЕКТОНИЧЕСКИХ
ДВИЖЕНИЙ НА УСЛОВИЯ ПРОЯВЛЕНИЯ
ГЛАВНОЙ ФАЗЫ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ
(НА ПРИМЕРЕ БАЛТИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ)**

Основным критерием для выделения в разрезе главной зоны нефтеобразования (ГЗН) или определения условий проявления главной фазы нефтеобразования (ГФН) служат стадии катагенетического преобразования исходного органического вещества (ОВ) [Вассоевич, 1971]. Катагенез ОВ в свою очередь контролируется определенными значениями температуры и временем ее воздействия.

Как было показано Н.В.Лопатиным [Лопатин, Бостик, 1973], количество тепловой энергии, полученное породами за определенный промежуток времени, выражается через "суммарный импульс тепла" (СИТ). Граничные значения СИТ от 6 до 47 единиц характеризуют начало и завершение ГФН. Количество единиц СИТ, полученное породами, и соответствующая степень катагенетического преобразования ОВ зависят от двух основных параметров: длительности пребывания пород в каждом 10-градусном температурном интервале и темпа прироста температуры. Длительность в свою оче-

редь тесно связана со скоростью тектонического прогибания и осадконакопления. Нетрудно заметить, что чем больше эта скорость, тем меньшее время пребывают породы в каждом указанном температурном интервале и тем меньше оказывается значение СИТ. И наоборот, при медленном осадконакоплении породы за то же время набирают больше единиц СИТ.

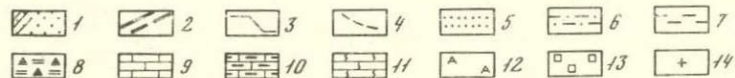
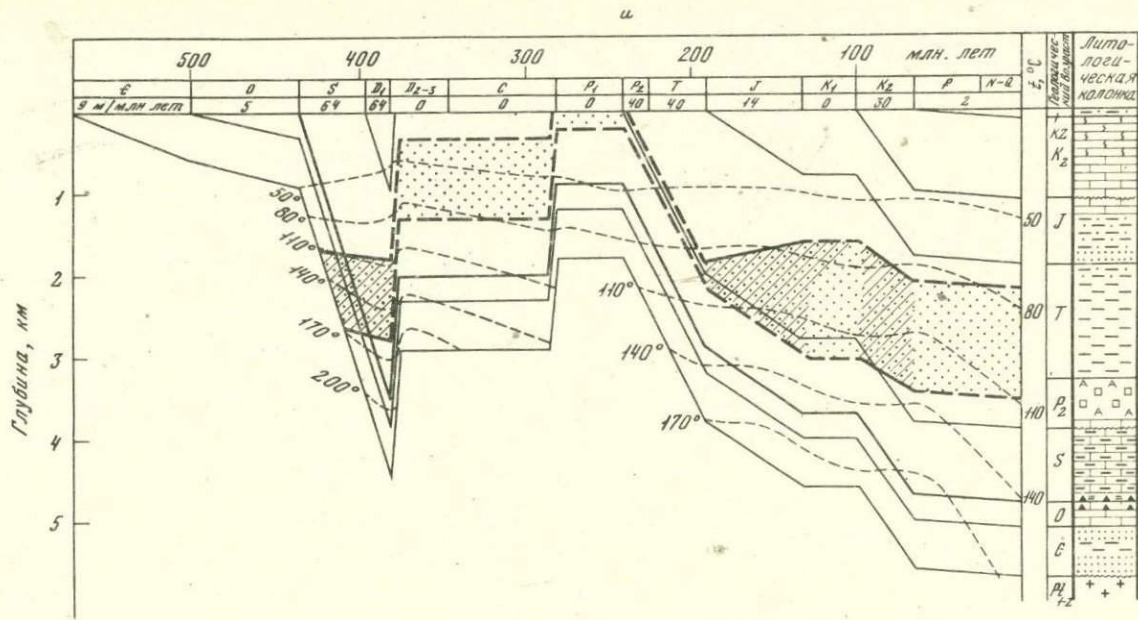
Изменение во времени значений температуры обуславливается изменением глубины залегания фундамента, наличием и величиной инверсионных тектонических движений, темпом, амплитудой и временем основного прогибания, длительностью перерывов в осадконакоплении и выстуживания [Некоторые закономерности..., 1976]. Как видно, и второй параметр, входящий в расчет СИТ, — температура так же, как и первый — длительность, во многом зависит от тектонических факторов. Отсюда можно сделать вывод, что режим тектонических движений несомненно влияет на темп изменения степени катагенетического преобразования ОВ и соответственно на условия проявления ГФН.

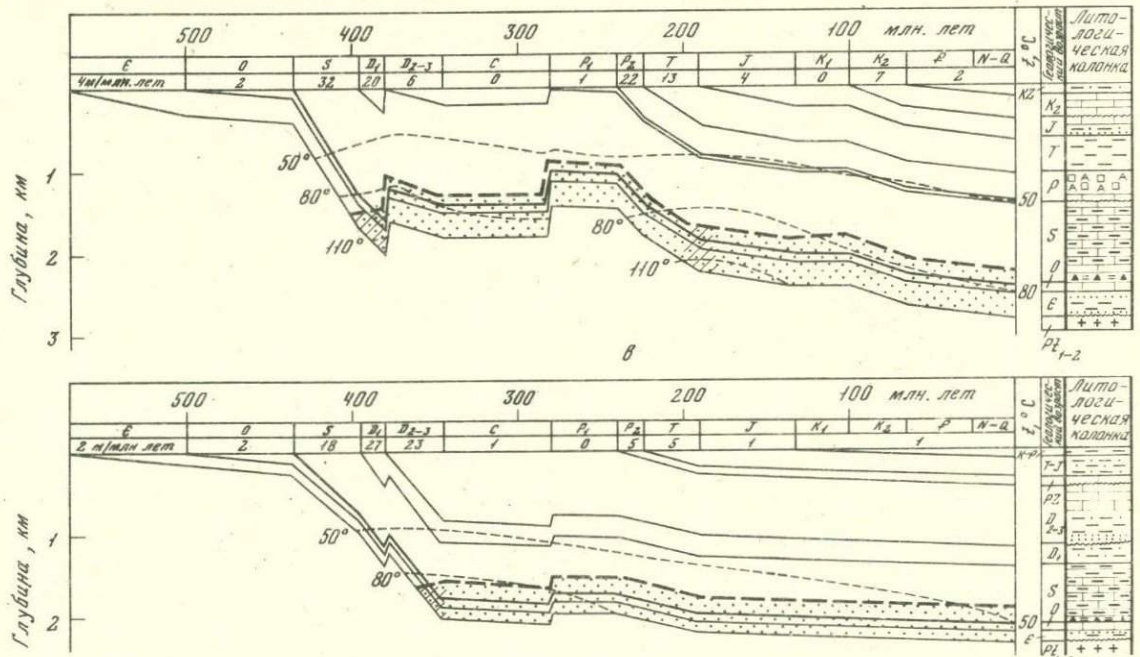
Изменение во времени условий прохождения нефтематеринскими породами ГФН в зависимости от тектонического режима устанавливается с помощью схем эволюции вертикальной зональности [Некоторые закономерности..., 1976]. Схемы отражают динамику амплитуды прогибания и эволюцию палеотемпературы осадочного чехла. По ним определяется длительность пребывания тех или иных отложений (в миллионах лет) в каждом 10-градусном температурном интервале. Произведение длительности на соответствующий коэффициент скорости реакции дает элементарный импульс тепла, а сумма их за весь взятый для анализа период геологической истории — суммарный импульс тепла.

В качестве примера в данной работе приводятся схемы по Балтийской синеклизе. Для анализа выбрано три района, резко различающиеся историей геологического развития и соответственно режимом тектонических движений: центральный район Гданьской впадины, Куршская впадина и Калининградский вал. Основной нефтематеринской толщей везде являются нижнесилурийские битуминозные граптолитовые сланцы [Грачевский, Калик, 1972].

В районе Гданьской впадины тектоническое прогибание и основное осадконакопление происходило на двух этапах: силурийско-раннедевонском и пермско-мезозойском (рисунок, позиция *а*).

На первом этапе скорость тектонического прогибания и осадконакопления составляла 64 м/млн. лет. При таком темпе погружения нефтематеринская толща силура достигла условий ГЗН на глубине 1800 м и при температуре 110°C спустя 25 млн. лет от начала прогибания, т.е. уже в позднесилурийское время. ГФН завершилась здесь спустя 38 млн. лет от начала прогибания на глубине 2700 м и при температуре 160°C. Таким образом, главная фаза нефтеобразования длилась в пределах Гданьской впадины 13 млн. лет. Максимальная глубина погружения нефтематеринских пород на первом этапе составила 3500 м, а максимальная температура 190°C.





Схемы эволюции вертикальной генерационной зональности в разрезе Балтийской синеклизы
 а - Гданьская впадина, б - Калининградский вал, в - Куршская впадина
 1 - ГЗН (штриховка - этапы нефтеобразования); 2 - граница ГЗН (пунктир - границы реликтовой ГЗН);
 3 - линии палеоглубин залегания отложений; 4 - линии равных палеотемператур; 5-14 - литологические
 типы пород: 5 - песчаники, 6 - алевролиты, 7 - глины, 8 - битуминозные породы, 9 - известняки, 10 -
 мергели, глинистые известняки, 11 - мел, 12 - ангидриты, 13 - каменная соль, 14 - породы кристалли-
 ческого фундамента

При этом породы получили 113 единиц СИТ и достигли условий четвертой генерационной зоны (затухания процессов нефтеобразования).

На втором этапе прогибания, несмотря на то что нефтематеринские породы погрузились на глубину 4800 м, они прогрелись лишь до температуры 140°C и не получили дополнительных единиц СИТ. Таким образом, ОВ на втором этапе не достигло той стадии катагенетического преобразования, которая была на первом этапе. Это объясняется влиянием перерыва в осадконакоплении (средний и поздний девон, каменноугольное и раннепермское время), сопровождавшегося выстуживанием недр. Столь длительное выстуживание оказало влияние на характер и темп прироста температуры осадочного чехла в течение всего второго этапа прогибания. В результате первый этап оказался единственным в Гданьской впадине, когда происходило нефтеобразование в условиях ГЗН.

В районе Калининградского вала также отмечается два основных этапа тектонического прогибания и осадконакопления: силурийско-раннедевонский и пермско-мезозойский (см. рисунок, позиция б).

На первом этапе нефтематеринские породы силура достигли условий ГЗН на глубине 1500 м, при температуре 95°C и скорости тектонического прогибания около 30 м/млн. лет. Максимальная глубина погружения нефтематеринских пород в районе Калининградского вала на первом этапе составила 1600 м. При этом породы получили около 12 единиц СИТ, что соответствует началу ГФН.

На втором этапе погружения нефтеобразование возобновилось. Это оказалось возможным в силу того, что ОВ нефтематеринских пород достигло на втором этапе прогибания более высокой стадии катагенеза, чем на первом. При средней скорости тектонического прогибания около 16 м/млн. лет на втором этапе породы получили те же 12 единиц СИТ, что и на первом этапе, на глубине 1700 м и при температуре около 90°C. С этого момента вновь началась реализация условий ГЗН. Максимальная глубина погружения на пермско-мезозойском этапе составила 1850 м, а температура 100°C. Породы при этом получили 16 единиц СИТ, что оказалось недостаточным для завершения ГФН и на втором этапе.

В пределах Куршской впадины основное тектоническое прогибание и осадконакопление происходило только на силурийско-девонском этапе (см. рисунок, позиция в). Скорость тектонического прогибания в это время составляла 20 м/млн. лет. Реализация условий ГЗН в нижнесилурийских отложениях началась здесь на глубине 1600 м, при температуре 90°C в позднедевонское время, спустя 75 млн. лет после начала прогибания. Несмотря на то что темп прогибания здесь несколько меньше, чем в районе Калининградского вала, верхняя граница ГЗН находится на 100 м ниже. Это объясняется тем, что район Куршской впадины на протяжении

геологической истории отличался унаследованным прогибанием и меньшей тектонической активностью. В этих условиях палеотемпература осадочного чехла и геотермический градиент должны быть ниже [Некоторые закономерности..., 1976] и, следовательно, ГФН при равных скоростях тектонического прогибания должна наступить позже, чем в тектонически активном районе с инверсионным развитием.

Помимо рассмотренных районов, влияние режима тектонических движений на условия проявления ГФН изучалось по другим нефтегазоносным бассейнам СССР (Предкавказье, Средняя Азия) и зарубежных стран (Болгария, Румыния, Афганистан, Индия, Пакистан). Проведенный сравнительный анализ позволил сделать следующие выводы.

В областях, где за короткий промежуток времени происходило интенсивное тектоническое прогибание и мощное осадконакопление, ГФН начинается раньше и проходит значительно быстрее, но при больших глубинах и при более высоких температурах, чем в районах, где тектоническое прогибание и осадконакопление относительно растянуто во времени. Если на протяжении геологической истории отмечается несколько этапов интенсивного прогибания, отделенных друг от друга перерывами в осадконакоплении, то и ГФН соответственно может проходить в несколько этапов. При одинаковой скорости тектонического прогибания ГФН наступает раньше и при меньших глубинах в тех районах, которые отличаются более высокой тектонической активностью и инверсионностью развития. В областях, где этапы прогибания разорваны во времени длительным перерывом в осадконакоплении, который сопровождался выстуживанием недр, ГФН начинается, при прочих равных условиях, гораздо позже и при больших глубинах, чем в районе, где выстуживание отсутствовало или было непродолжительным.

Литература

- Вассоевич Н.Б. Два взгляда на происхождение нефти. - Природа, 1971, № 3, с. 120-127.
- Грачевский М.М., Калик Н.Г. О соотношении нефтегазоносности нижнего палеозоя с контурами распространения высокобитуминозных толщ на западе Русской платформы. - Геол. нефти и газа, 1972, № 4, с. 36-40.
- Лопатин Н.В., Бостик Н.Х. Геологические факторы катагенеза углей. - В кн.: Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1973, с. 79-90.
- Некоторые закономерности размещения скоплений углеводородов в нефтегазоносных бассейнах. - Тр. НИЛ зарубеж. геологии, 1976, вып. 33, 132 с./Авт. Л.А.Польстер, Ю.А.Висковский, П.И.Садыкова и др.

НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ
ПОРОД МЕЛА И ПАЛЕОГЕНА
РАВНИННОГО КРЫМА

В пределах северной части Равнинного Крыма, Керченского полуострова и прилегающих акваторий Черного и Азовского морей выделяются две крупные депрессионные зоны — Каркинитско-Северокрымский и Индоло-Кубанский прогибы, выполненные мощной (до 6–1,2 км) толщей осадочных образований. Открытые здесь скопления углеводородов (УВ) приурочены преимущественно к породам мелового и палеогенового возраста. Уточнение перспектив нефтегазоносности этих отложений и повышение эффективности дальнейших поисково-разведочных работ требуют комплексного анализа ряда критериев, одним из которых является нефтегазоматеринский потенциал пород. Оценка его произведена на основе изучения геолого-геохимических условий накопления и преобразования органического вещества (ОВ) и подсчета количества эмигрировавших УВ.

Для реконструкции обстановок седиментогенеза обобщены обширные материалы, включающие свыше 1500 химико-битуминологических анализов, определений органического углерода ($C_{орг}$) и форм железа, а также данные по геологическому строению и истории развития территории Равнинного Крыма. Установлено, что накопление ОВ в породах нескон-аптского возраста, залегающих в основании мелового разреза, происходило в мелководных, реже прибрежно-морских условиях в слабовосстановительной геохимической обстановке. Альбские осадки накапливались в умеренно глубоководном морском бассейне, преимущественно в переходной от слабовосстановительной к восстановительной геохимической обстановке. В балансе аутигенно-минералогических форм железа преобладает обычно лептохлоритовое и сидеритное, а пиритное имеет подчиненное значение [Шестопап и др., 1974].

Восстановительные геохимические фации приурочены чаще всего к районам северо-западного Крыма, Керченского полуострова и, вероятно, прилегающих акваторий, где согласно палеотектоническим данным отменяются наибольшие прогибания дна морского бассейна в раннемеловое время. Здесь же фиксируются повышенные концентрации $C_{орг}$ и хлороформенного битумоида (ХБ) в породах — соответственно до 1,8 и 0,1%. Районы распространения нижнемеловых отложений сравнительно небольшой мощности характеризуются менее благоприятными условиями накопления ОВ и пониженным содержанием его в породах.

В преимущественно карбонатных отложениях верхнего мела — эоцена концентрации $C_{орг}$ и ХБ обычно не превышают соответственно 0,5 и 0,03%. В отдельных частях разреза (карбонатно-глинистые и глинисто-карбонатные породы сеномана и верхнего эоцена) содержания $C_{орг}$ и ХБ повышаются до 1,5–2,5 и 0,1–0,15%.

Накопление осадков поздне мелового - эоценового возраста на большей части территории происходило в переходной от слабовосстановительной к восстановительной, а местами и в восстановительной геохимических обстановках. В районах Центрального Крыма, прилегающих к Новоселовскому поднятию, и в северо-восточном Причерноморье намечаются слобовосстановительные и субокислительные фации.

На фоне сравнительно низкой битуминозности толщи верхнего мела - эоцена в северо-западном Крыму и на Керченском полуострове отчетливо прослеживаются участки распространения миграционных битумоидов, генетически связанных с более древними отложениями. Аллохтонные битумоиды приурочены обычно к трещинам, широко развитым в карбонатных породах и способствующим вертикальной миграции флюидов.

Условия седиментации в олигоценовое - раннемиоценовое (майкопское) время в Равнинном Крыму были в основном мелководными. Содержания C_{org} и ХБ в породах здесь достигают соответственно 1,5 и 0,1%. На Керченском полуострове накопление ОВ происходило в умеренно глубоководном морском бассейне и более благоприятных геохимических обстановках, о чем свидетельствует повышение роли пиритного железа в общем балансе. В результате наблюдается увеличение концентраций C_{org} и ХБ в майкопской толще Индо-Кубанского прогиба соответственно до 2,0 и 0,15%.

Разнообразные фациальные обстановки, существовавшие на протяжении мелового и палеогенового времени, особенно на раннемеловом этапе, способствовали накоплению ОВ смешанного исходного состава. В умеренно глубоководном морском бассейне в условиях восстановительных геохимических фаций накапливалось преимущественно гумусово-сапропелевое ОВ, а в мелководных и прибрежно-морских слабовосстановительных и субокислительных обстановках - сапропелево-гумусовое.

Приведенные данные показывают, что в изученной части разреза осадочного чехла Равнинного Крыма повышенными концентрациями ОВ и благоприятными геолого-геохимическими обстановками его накопления на стадии седиментогенеза характеризуются отложения нижнего мела и майкопа. Для изучения условий катагенеза ОВ, рассеянного в этих толщах, прослежено изменение некоторых показателей преобразованности битумоидных компонентов, а также содержания метана и его гомологов в газовой фазе по мере увеличения глубин погружения пород (рис. 1). При этом новая "катагенетическая" индексация [Вассоевич, 1975] приводится в сопоставлении с углемарочной.

В породах нижнего мела, залегающих на глубинах до 1,5-1,7 км (подстадия ПК), содержание в ОВ хлороформенного и дополнительного спиробензольного битумоидов ($\beta_{OV}^{ХБ}$ и $\beta_{OV}^{ДСББ}$) в общем не превышает 2-3%, а отношение ХБ/ДСББ составляет не более 10-20%. Концентрации ОВ в указанном интервале уменьшаются по

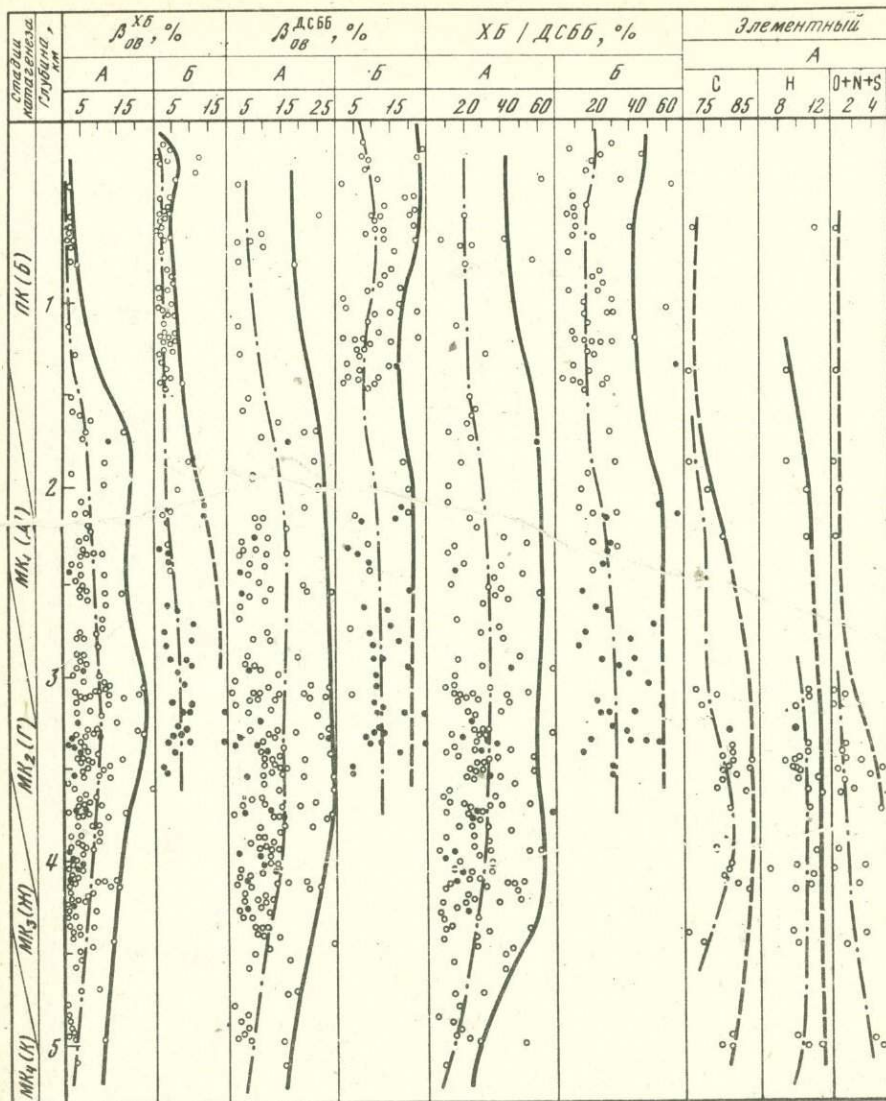
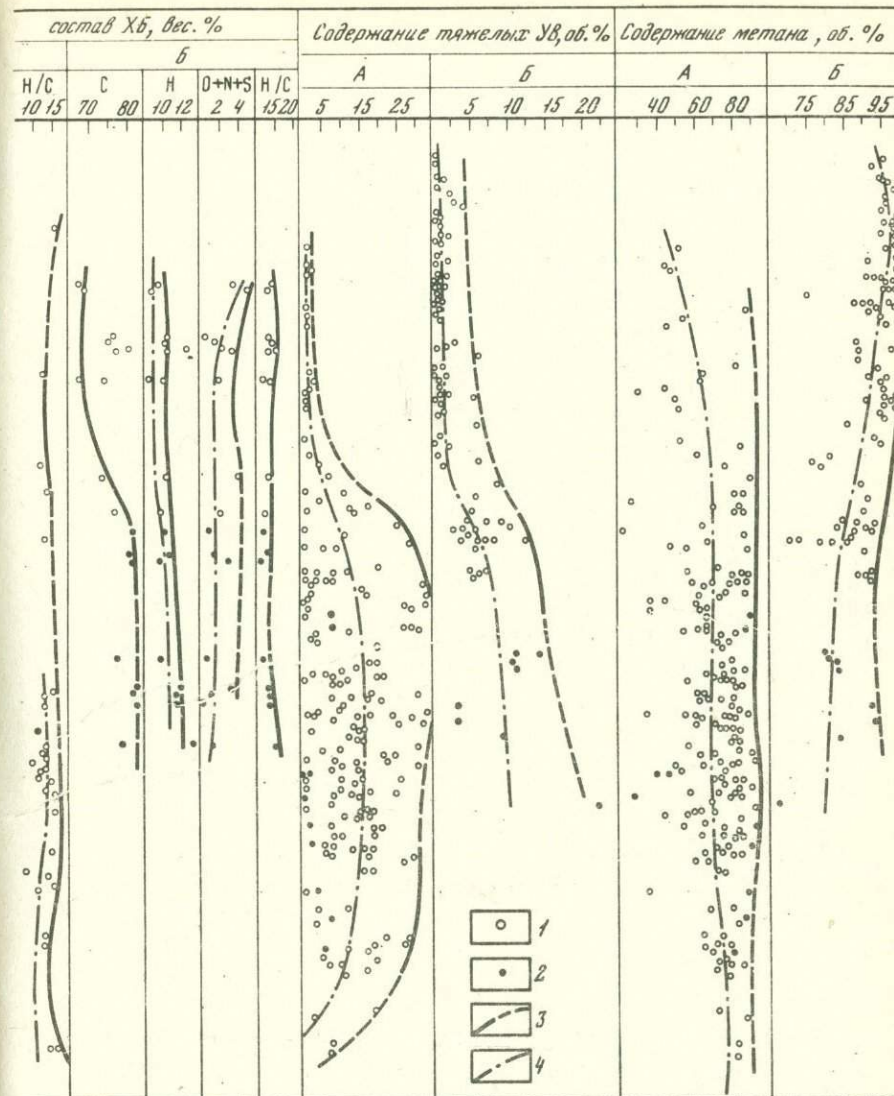


Рис. 1. Изменение состава и относительного содержания в ОБ хлороформенного (ХБ) и дополнительного спиртобензольного (ДСББ) битумоидов, концентраций метана и его гомологов в нижнемеловых (А) и майкопских (Б) отложениях северо-западного Крыма и Кер-

мере погружения от 1,5-2,0 до 0,5-1,0%, а затем остаются примерно на одном уровне [Шестопап, 1975]. Содержание тяжелых УВ обычно не превышает 2%, а метана - 50-60%.

Изменения в составе битумоидной части ОБ наблюдаются на глубинах ниже 1,5-1,7 км (градация МК₁) и особенно заметными



ченского полуострова в зависимости от глубины погружения

1, 2 - прогибы: 1 - Каркинитско-Северокрымский, 2 - Индоло-Кубанский; 3, 4 - линии максимальных и медианных значений; 3 - максимальные, 4 - медианные

становятся в интервале 2,7-3,7 км (МК₂). Величины β_{OB}^{XB} и $\beta_{OB}^{ДСББ}$ в сингенетичных разностях возрастают соответственно до 8-12 и 10-15%, а отношение ХБ/ДСББ - до 30-40%, что свидетельствует о преобладании роли нейтральных компонентов в битумоиде. Происходит также увеличение в элементарном содержании состава С до 85-87% и Н до

11-12%, а величины Н/С до 12-15. Существенно возрастает доля тяжелых УВ в газовой смеси - до 25-30% и более. Концентрации метана также в общем увеличиваются с глубиной, хотя и менее заметно.

Характер изменения состава ОВ и битумоидов по мере погружения пород нижнего мела Равнинного Крыма позволил сделать вывод, что главная фаза нефтеобразования (ГФН) в этой толще проявляется в интервале глубин 1,6-3,7 км, который соответствует современным температурам 70-130°C [Шестопап, 1975]. В сходных условиях выделяют ГФН и другие исследователи [Высоцкий и др., 1976].

При дальнейшем погружении нижнемеловых отложений (ниже 3,7-4,0 км, градация МК3) содержания ХВ и ДСБВ в ОВ уменьшаются, а в составе битумоида возрастает роль кислых фракций. Происходит также уменьшение концентраций гомологов метана и в элементном составе содержания С и Н, а также относительное накопление гетероэлементов. Особенно заметными превращения ОВ становятся на глубинах 4,5-5 км и более (градации МК4-5), указывая на покисление битумоидной его части и уже происшедшую эмиграцию основной массы микронепти.

В майкопской толще изменения в составе битумоидных компонентов ОВ и газовой фазы фиксируются на сравнительно больших глубинах - около 2-2,2 км (подстадия МК1), которые принимаются нами за верхнюю границу главной зоны нефтеобразования (ГЗН). Нижняя граница ГЗН не прослеживается. По имеющимся данным на глубинах 3-3,5 км признаков затухания процессов нефтеобразования не наблюдается.

Следует отметить, что по всем показателям степень восстановленности битумоидных компонентов ОВ, рассеянного в майкопских отложениях Индоло-Кубанского прогиба, несколько выше, чем в Каркинитско-Северокрымском. В породах же нижнего мела, слагающих эти депрессионные зоны, существенных различий в составе битумоидов не фиксируется.

Согласно палеогеохимическому анализу, в относительно погруженных частях Каркинитско-Северокрымского прогиба подошва толщи нижнего мела вступила в ГЗН в начале позднемиоценового времени [Шестопап, 1975]. В палеогене условия ГФН в нижнемеловых отложениях существовали в пределах почти всего прогиба. В настоящее время неокон-нижнеальбские отложения расположены в зоне затухания процессов нефтеобразования, соответствующей началу главной фазы газообразования (ГФГ), а средне-верхнеальбские и сеноманские - в ГЗН.

Породы майкопского возраста в большей части Каркинитско-Северокрымского прогиба находятся в зоне седиментогенеза и только в наиболее погруженных районах, на акватории Черного моря, самые верхи толщи достигли градации МК1 и вступили в ГЗН.

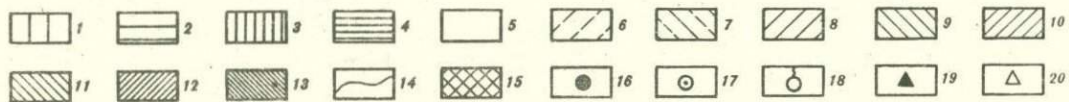
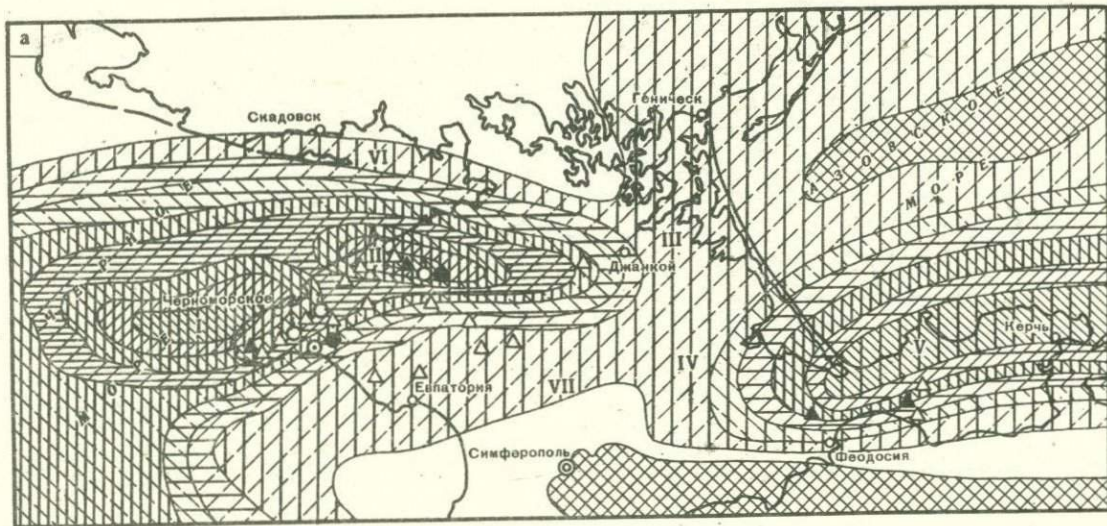
В Индоло-Кубанском прогибе нижнемеловые отложения сказались в условиях ГФН в позднем палеогене, а майкопские - в среднемиоценовое время, после китенсивных прогибаний в олигоцене - раннем миоцене. В настоящее время породы нижнего мела и майкопа продолжают оставаться здесь в ГЗН.

Обобщение имеющихся геолого-геохимических данных позволило наметить основные зоны нефтегазообразования, которыми являются относительно опущенные западная (Тарханкутско-Черноморская), восточная (Серебрянская) части Каркинитско-Северокрымского прогиба - для меловых отложений и центральная (Керченская) часть Индоло-Кубанского прогиба - для меловых и палеогеновых (рис. 2). В пределах этих зон отмечаются устойчивое унаследованное погружение и достаточные глубины залегания нефтегазоматеринских отложений нижнего мела и майкопа, повышенные концентрации ОВ в породах, благоприятные геолого-геохимические и термобарические условия его накопления и преобразования. Сравнительно неглубокие депрессии (Арабатская и Нижнегорско-Белогорская), а также прибортовые части крупных впадин и области приподнятого залегания складчатого фундамента (Тендровско-Геническая, Евпаторийско-Новоселовская и другие), где мощность осадочного чехла обычно не превышает 1,5-2,5 км, являются зонами преимущественного газообразования.

Оценка масштабов нефтегазообразования производилась объемно-генетическим методом по соответствующим методикам для жидких и газообразных УВ [Неручев, 1969; Конторович, 1969]. Один из наиболее важных параметров - коэффициент эмиграции жидких УВ (K_{Σ}) определялся для различных литолого-стратиграфических комплексов в зависимости от глубин залегания пород и содержания исходного и остаточного битумоида в ОВ соответственно до и после эмиграции микроневти. Подсчитанные таким образом величины K_{Σ} в общем сопоставимы с подобного рода данными по Равнинному Крыму [Корчагина, 1976] и другим регионам [Неручев, 1969]. Остальные параметры определялись на основании сведений о плотности, мощности и площади распространения пород, слагающих нефтегазопроизводящие толщи, содержания в них $C_{орг}$ и остаточного битумоида, степени катагенеза и фациально-генетического типа ОВ.

Расчеты показывают, что наибольшее количество УВ продуцировалось в пределах Керченской зоны, а в Тарханкутско-Черноморской и Серебрянской - их эмигрировало намного меньше. Это связано с повышенными потенциальными возможностями, более широким стратиграфическим диапазоном, значительными глубинами залегания и мощностями нефтегазоматеринских пород в Индоло-Кубанском прогибе по сравнению с Каркинитско-Северокрымским. Основными источниками образования УВ в Северном Крыму и прилегающей акватории Черного моря являются нижнемеловые - сеноманские отложения, а на Керченском полуострове и прилегающей акватории Азовского моря, кроме того, почти в равной степени, и палеогеновые.

В пределах Керченской зоны отмечается также значительное преобладание газообразных УВ над жидкими в общем балансе нефтегазообразования - около 6:1, а в Тарханкутско-Черноморской и Серебрянской зонах оно несколько меньше - соответственно 5:1 и 3:1. Такой характер соотношения газообразных и жидких УВ



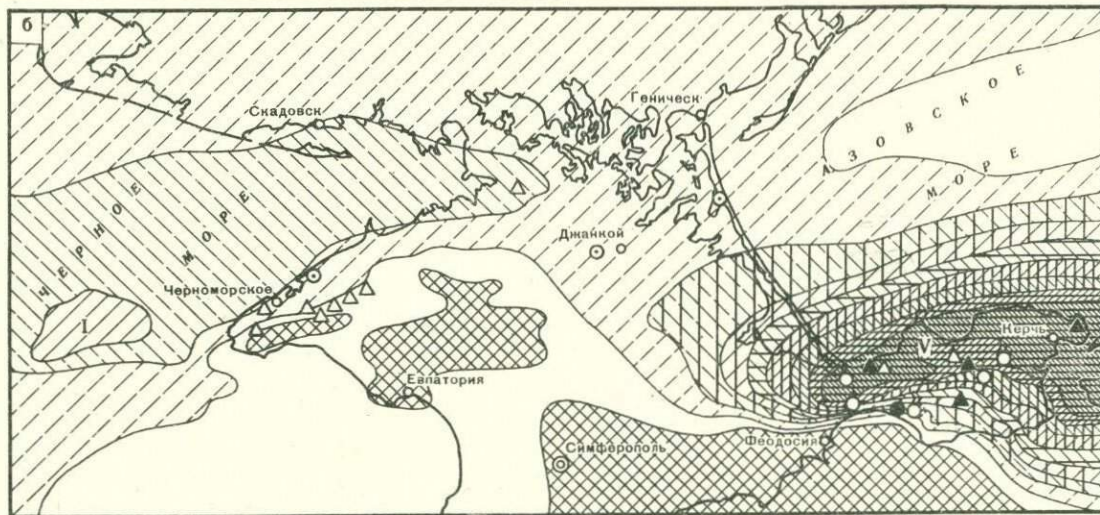


Рис. 2. Схематические карты распространения нефтегазоматеринских отложений Равнинного Крыма и прилегающих районов в нижнем мелу (а) и майкопе (б)

1-4 - районы, в пределах которых эмигрировало нефти (в млн. т/км²): 1 - меньше 0,5, 2 - 0,5-1, 3 - 1-2, 4 - больше 2; 5-13 - районы, в пределах которых образовалось углеводородного газа (в млрд. м³/км²): 5 - меньше 0,5, 6 - 0,5-1,5, 7 - 1,5-3, 8 - 3-4,5, 9 - 4,5-6, 10 - 6-9, 11 - 9-12, 12 - 12-15, 13 - больше 15; 14 - границы распространения пород с различным нефтегазоматеринским потенциалом; 15 - районы отсутствия отложений нижнего мела и майкопа; 16, 17 - залежи: 16 - нефтяные, 17 - газовые; 18 - промышленные притоки газа; 19, 20 - проявления и непромышленные притоки: 19 - нефти, 20 - газа

I-V - зоны нефте- и газообразования: I - Тарханкутско-Черноморская, II - Серебрянская, III - Арабатская, IV - Нижнегорско-Белогорская, V - Керченская; VI, VII - зоны преимущественного газообразования: VI - Тендровско-Геничская, VII - Евпаторийско-Новоселовская

обусловлен особенностями геологического развития Каркинитско-Северокрымского и Индоло-Кубанского прогибов, в частности сравнительно быстрым погружением последнего, а также более жестким термобарическим режимом проявления в нем ГФН.

Наиболее интенсивная эмиграция жидких УВ происходила в интервале 2,5-4 км, в котором полнее всего проявляются условия ГФН, а при дальнейшем увеличении глубин объемы нефтеобразования заметно уменьшаются. Масштабы газообразования, напротив, закономерно возрастают по мере погружения отложений нижнего мела и майкопа. В связи с этим зоны интенсивного нефте- и газообразования в плане не совпадают. Первые обычно приурочены к районам, где глубины залегания материнских пород в пределах Тарханкутского и Керченского полуостровов и прилегающих акваторий не превышают 3,5-4 км. Относительно погруженные участки Каркинитско-Северокрымского и Индоло-Кубанского прогибов являются зонами преимущественного газообразования. В районах сравнительно неглубокого залегания меловых и палеогеновых отложений также генерируются главным образом газообразные УВ.

Намеченная зональность нефтегазообразования подтверждается распределением скоплений УВ по площади и разрезу. В пределах основных зон генерации УВ обнаружены как нефтяные, так и газовые скопления и наблюдаются многочисленные нефтегазопроявления, причем нефтяные залежи в Равнинном Крыму приурочены к меловым отложениям, а газовые - ко всему разрезу осадочного чехла. На Керченском полуострове сингенетично нефтеносными являются не только меловые, но и палеогеновые - неогеновые отложения. По мере удаления от зон нефтегазообразования встречаются преимущественно газовые скопления, приуроченные к верхней части осадочного чехла.

Таким образом, произведенная оценка позволяет прийти к заключению, что породы мела и палеогена Равнинного Крыма обладают сравнительно высоким газоматеринским и низким нефтематеринским потенциалом. Объемы генерации газообразных УВ вполне обеспечивали формирование промышленных скоплений, а эмиграция жидких УВ происходила в ограниченном количестве.

Главными стратиграфическими объектами поисково-разведочных работ должны являться нижнемеловые и палеогеновые отложения, в которых могут быть обнаружены преимущественно газовые, газо-конденсатные и газонефтяные залежи.

Литература

- Вассоевич Н.Б. Происхождение нефти. - Вестн. МГУ. Сер. геол., 1975, № 5, с. 3-21.
- Высоцкий И.В., Корчагина Ю.И., Соколов Б.А., Яковлев Г.Е. О возможной нефтегазоносности глубоких горизонтов Северо-Черноморского бассейна. - В кн.: Повышение эффективности разработки и ускорение

- ввода в промышленное освоение месторождений газа в УССР. Харьков: УкрНИИГаз, 1976, с. 192-193.
- Конторович А.Э. Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа. - В кн.: Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск: Наука, 1969, с. 4-51 (Труды СНИИГГиМС; Вып. 95).
- Корчагина Ю.И. Геохимическая характеристика нефтематеринского потенциала альбских глин в Степном Крыму. - Нефтегаз. геол. и геофиз.: Экспресс-информация, 1976, № 4, с. 4-8.
- Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. М.: Недра, 1969, 240 с.
- Шестопал Б.А. Нефтегазообразование в нижнемеловых отложениях Равнинного Крыма в связи с их катагенезом. - Геол. нефти и газа, 1975, № 7, с. 38-43.
- Шестопал Б.А., Шевченко Е.Ф., Карпенко Г.М., Кнороз В.Д. Геолого-геохимическая характеристика органического вещества нижнемеловых отложений Равнинного Крыма в связи с проблемой нефтегазообразования. - В кн.: Новые данные по геологии и нефтегазоносности УССР. Львов: УкрНИГРИ, 1974, вып. 9, с. 74-80.

Л. П. Пономарева, Г. Г. Тначенко, Ю. И. Дернач

РАССЕЯННОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО И АДсорбЦИОННЫЕ СВОЙСТВА МАЙКОПСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ АЗОВСКОГО МОРЯ

Настоящая работа является опытом комплексного физико-химического исследования рассеянного органического вещества (РОВ) майкопских отложений в пределах области сочленения Сивашского прогиба и Азовского вала - крупных структурно-тектонических единиц Причерноморского шовного грабена.

Разрез майкопских отложений изучен в одной из морских глубоких скважин Стрелкового газового месторождения и представлен зеленовато-серыми алевроитистыми глинами, переслаивающимися с песками и алевритами, алевролитами, песчаниками, вскрытыми в интервале 400-1200 м. Пески и алевриты преобладают в верхней части разреза, алевролиты - в средней, песчаники - в верхней и нижней (рис. 1). По данным люминесцентной микроскопии, органическое вещество (ОВ) соответствует по новой градации ПК₂, т.е. бурогольному этапу углефикации.

Исследования РОВ проводились в образцах кернa по общепринятым методикам [Методы..., 1975; Руководство, 1966] и заключались в следующем: 1) в установлении содержания Сорг, гуминовых кислот (ГК), битумоидов (ХБ), газообразных углеводородов (УВГ) как свободных, так и адсорбированных [Левшунова, 1976]; 2) в определении компонентного и элементного состава битумоидов, адсорбированных и свободных УВГ - CH₄ и гомологов (ΣТУ),

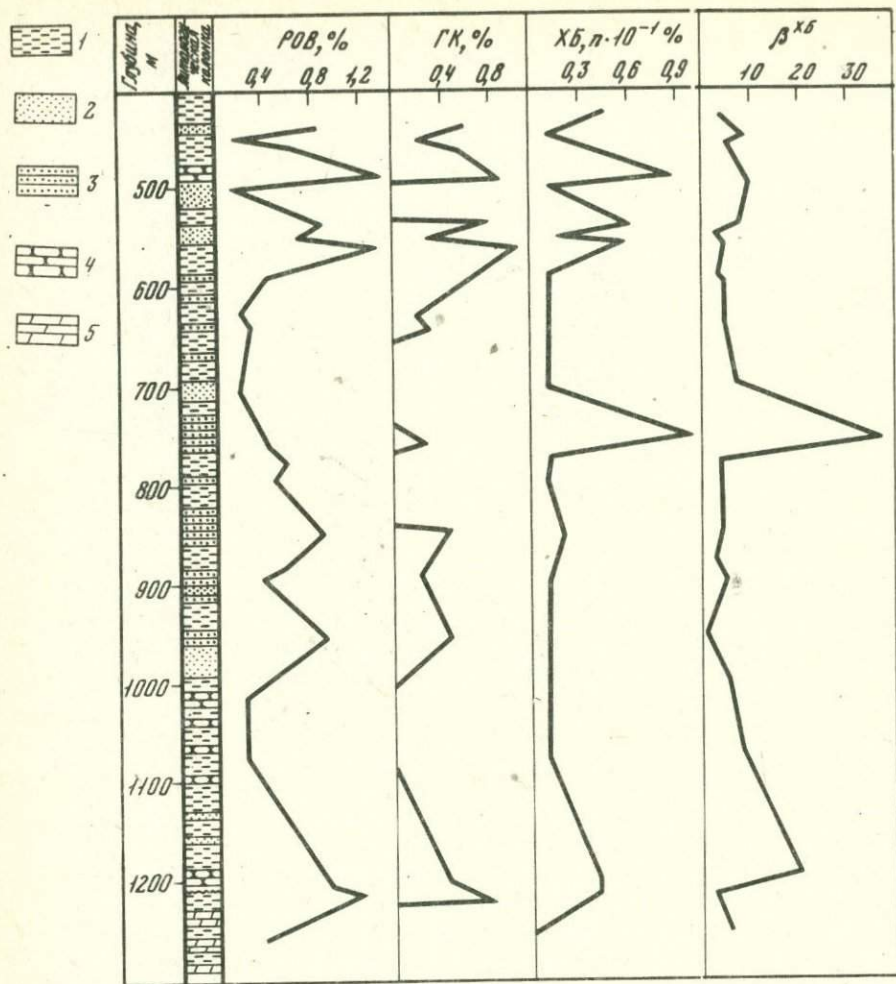


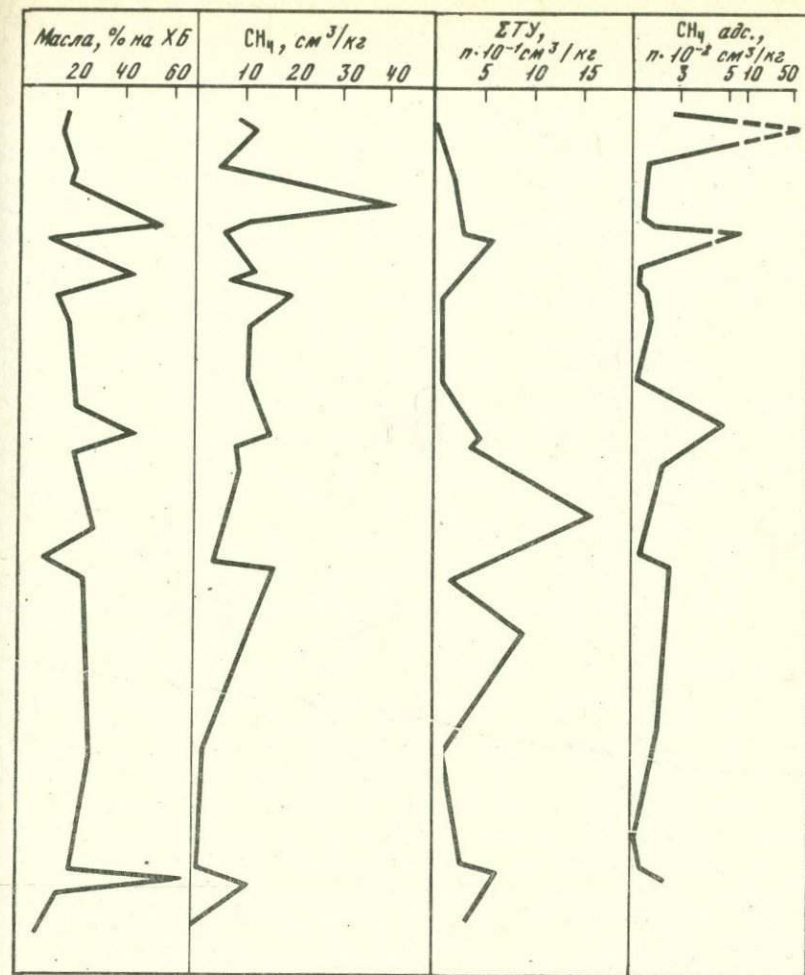
Рис. 1. Графики распределения компонентов РОВ по разрезу скв. 17 (Стрелковое месторождение, Азовское море)

1 - глины; 2 - пески и алевриты; 3 - алевродиты; 4 - песчаники; 5 - мергели

Пояснения см. в тексте

пределных C_nH_{2n+2} и непредельных C_nH_{2n} соединений; 3) в изучении адсорбционных свойств отдельных литологических разностей пород с определением удельной поверхности, диаметра пор и предельного сорбционного объема последних.

На основании полученных данных рассчитано общее количество РОВ, его отдельных компонентов и битумоидный коэффициент. Ос-



новые результаты показаны в виде ряда графиков, сопоставленных с разрезом скважины (см. рис. 1).

Продуктивный интервал с тремя залежами газа, приуроченными к пескам и алевритам, располагается в верхней части разреза (443-557 м). Концентрация РОВ в глинах колеблется в пределах 0,8-0,9%, в алевритах - от 0,4 до 0,9%, при заметном повышении в продуктивном интервале до 1,4%; в песчаниках - от 0,2 до 0,4% и лишь в продуктивной части и в низах разреза майкопа повышается до 1,4%.

В составе РОВ содержатся гуминовые кислоты, битумоиды и УВГ. Анализ соотношений этих компонентов позволяет выделить четыре области, каждая из которых обладает характерными особенностями.

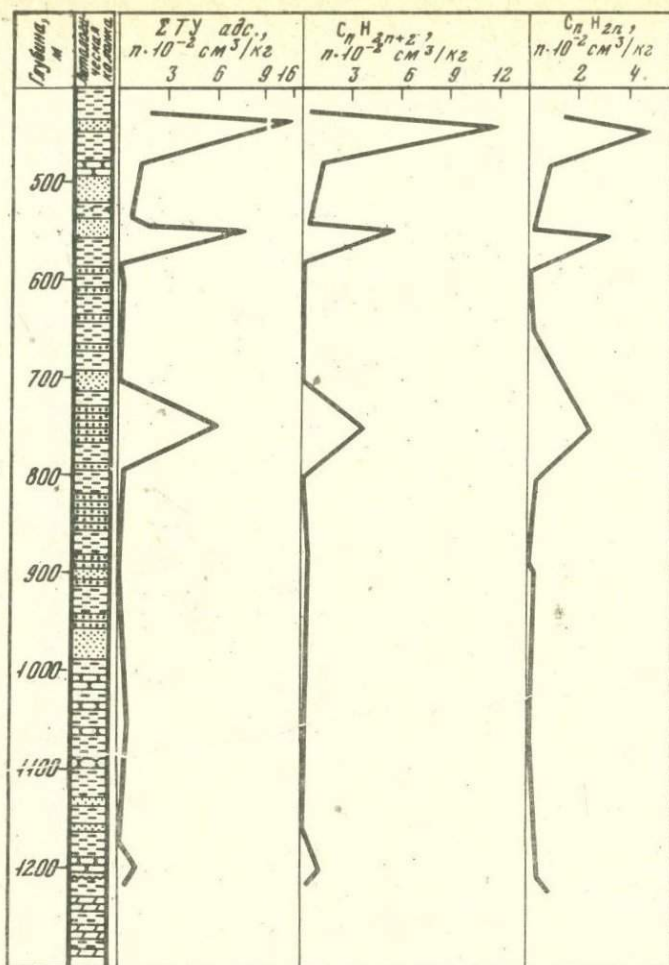


Рис. 1 (окончание)

1. В продуктивном интервале устанавливается корреляция между всеми компонентами РОВ, включая адсорбированные газообразные УВ.

Наличие наиболее высоких концентраций гуминовых кислот, а также повышение доли масел в составе ХБ свидетельствует о смешанном характере ОВ ($СК_{ал-ар}$). Это подтверждается и данными по изучению ИК-спектров ХБ, что выражается в совмещении спектральных особенностей, типичных для крайних классов. Интенсивное поглощение в области 1740 см^{-1} , типичное для сапропелевых битумоидов ($СК_{ар-ал}$), сочетается в спектрах гумито-сапропелитов ($СК_{ар-ал}$) с повышенной по сравнению с собственно сапропелитами интенсивностью поглощения ароматических структур при 1600 см^{-1} . Интенсивности полос 720 и 750 см^{-1} сопоставимы.

Значения β_2^{XB} здесь невысокие и указывают на сингенетичный характер жидких и газообразных УВ.

2. Определенный научный и поисковый интерес представляет интервал 700–800 м, где изучались песчанистые алевролиты. Здесь при пониженных значениях $\rho_{ОВ}$ и почти полном отсутствии гуминовых кислот значительно повышается содержание ХБ (в 2 раза больше, чем в продуктивном интервале) с увеличением доли масел. Значение β выше, чем в продуктивном интервале. Все это свидетельствует о смене характера ОВ и возможной генерации здесь жидких углеводородов (УВ), что подтверждается увеличением концентрации суммы тяжелых углеводородов ($\Sigma ТУ$) в составе свободных УВГ при пониженных значениях метана. В адсорбированных УВГ наблюдается повышение содержания всех компонентов.

3. В интервале 800–1000 м, где в разрезе преобладают алевролиты, наблюдаются повышенные концентрации ХБ, согласующиеся с повышенными значениями $\rho_{ОВ}$ и гуминовых кислот. Концентрации метана заметно снижаются, тогда как $\Sigma ТУ$ резко возрастает. Устанавливается некоторая корреляция между $\Sigma ТУ$ и масляной фракцией ХБ. Низкие значения β^{XB} свидетельствуют о сингенетичном характере $\rho_{ОВ}$ и хороших коллекторских свойствах алевролитов. Петрографическое описание последних, выполненное во ВНИГРИ А.А. Соболевой, показало наличие фюзенизированных и гелифицированных обломков растительного материала с обрывками кутикулы. Здесь же наблюдаются выделения УВ с ярким голубым свечением, также подтверждающим сингенетичный характер.

Адсорбированные УВГ равномерно распределены по разрезу скважины в минимальных концентрациях.

4. В нижней части разреза (интервал 1100–1200 м) увеличивается доля жидких УВ при повышении значения β^{XB} . Концентрация масел резко возрастает в нижней части интервала – до 67%. По данным люминесцентной микроскопии, цементирующая масса глинистых песчаников обильно насыщена УВ. Дисперсное ОВ ярко люминесцирует в коричневых тонах, что указывает на его эпигенетичный характер. В распределении адсорбированных газообразных УВ наблюдается та же картина, что и в предыдущем интервале. Это показывает, что жидкие УВ, мигрируя в пределах описываемого интервала, не изменяют соотношений адсорбированных УВГ.

Изучение адсорбционных свойств отдельных литологических разностей пород проводилось с целью выявления генезиса адсорбированных УВГ.

Генетическое различие между свободными и адсорбированными жидкими и газообразными УВ заключается в том, что адсорбированные УВГ имеют более ранний генезис и прочно удерживаются сорбционными силами породы и концентрированной формой ОВ.

Адсорбционному исследованию подвергались образцы пород до и после экстракции. Анализ проводился весовым методом на вакуумной адсорбционной установке. В качестве весов служили кварцевые

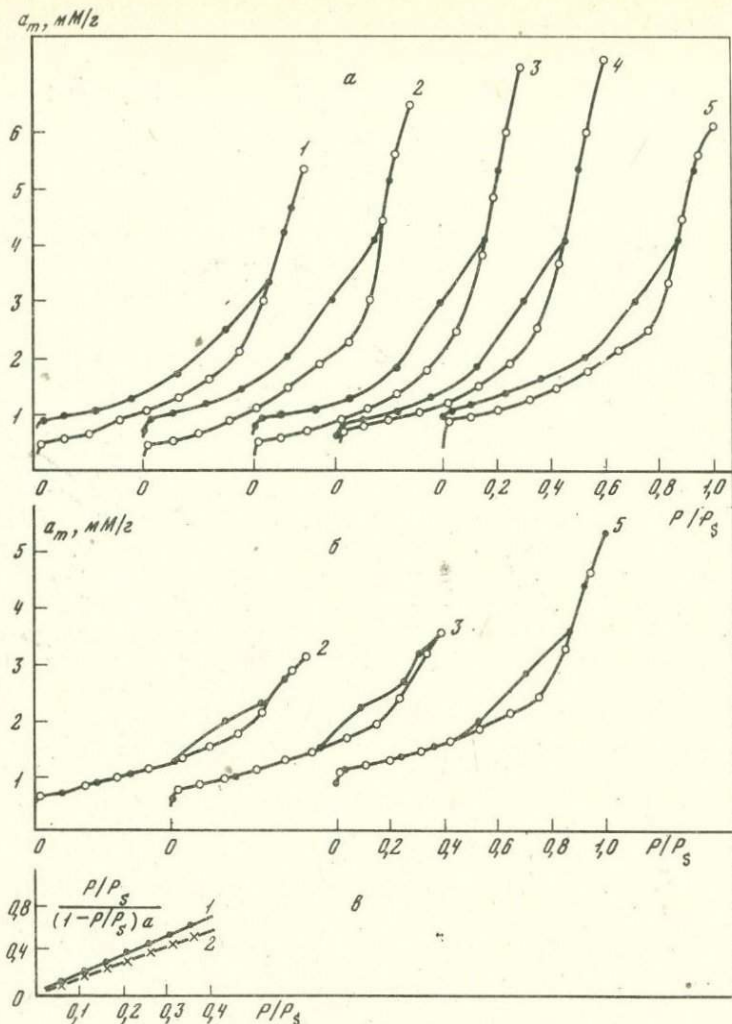


Рис. 2. Изотермы адсорбции паров воды на различных породах
 а - на образцах до экстракции; б - на образцах после экстракции; в - в координатах уравнения БЭТ
 1 - глина; 2, 3 - алевролиты; 4 - алевролит; 5 - песчаник
 Пояснение см. в таблице

пружины с чувствительностью (1/1,63-1/3,57) мм/мг. Образцы откачивались в течение 8 ч при давлении 10^{-4} мм рт.ст. В качестве адсорбата использовались пары воды, молекулярная посадочная площадка которых равна $10,8 \text{ \AA}$ [Тарасевич, Овчаренко, 1975]. Величина удельной поверхности рассчитана по методу БЭТ [Бру-

Адсорбция паров воды на различных породах

№	Порода, глубина залегания, м	a_m , мм/г	s , м ² /г	V_s , см ³ /г	d , Å	P/P_s	Удельное содержание адсорбированных УВГ, см ³ /г
Исходные образцы							
1	Глина, 435-440	0,49	32	0,097	121	0,065	0,32
2	Алеврит, 759-765	0,55	35	0,117	133	0,013	0,93
3	Алеврит, 834-841	0,58	38	0,104	110	0,150	0,93
4	Алеврит, 1004-1014	0,68	44	0,131	119	0,170	5,27
5	Песчаник, 1245-1250	0,83	54	0,149	110	0,110	11,60
Образцы после экстракции							
2	Алеврит, 759-765	0,66	43	0,119	110	0,05	-
3	Алеврит, 834-841	0,76	49	0,137	110	0,03	-
5	Песчаник, 1245-1250	1,06	65	0,190	116	0,02	-

науэр, 1948; Грек, Синг, 1970]. Предельный сорбционный объем пор (V_s) определяли по измерениям в адсорбционной установке при давлении предельного насыщения $P/P_s = 1$. Средний эффективный диаметр пор d_p рассчитывали по формуле.

Все изотермы адсорбции показаны на рис. 2 и имеют S-образный характер с хорошо выраженной петлей капиллярно-конденсационного гистерезиса, которая наблюдается от $P/P_s = 0,9-0,86$ до $P/P_s = 0$. Там же приведены изотермы адсорбции паров воды в координатах уравнения БЭТ для двух образцов (исходного и после экстракции). Они показывают, что экспериментальные точки хорошо укладываются на прямую, подтверждая корректность применения этого метода для исследований наших объектов.

Изучаемые адсорбенты наряду с макропорами содержат и микропоры, часть которых образовалась, вероятно, за счет сужения переходных пор в процессе адсорбции УВ. Из рис. 2 видно, что ветвь изотермы находится выше $P/P_s = 0,86$. Это подтверждается и тем, что в образцах после экстракции площадь гистерезисной петли уменьшается и смещается в сторону более высоких значений $P/P_s = 0,5 - 0,86$, характеризую необратимую адсорбцию.

В приводимой таблице дана характеристика всех адсорбционных параметров, где: a_m — емкость мономолекулярного слоя, мм/г; s — удельная поверхность, м²/г; V_s — сорбционный объем пор, см³/г; d — диаметр пор, Å; P/P_s — давление предельного насыщения.

Величина удельной поверхности зависит от литологического состава и увеличивается в образцах после экстракции. Такая же зависимость устанавливается и для сорбционного объема пор изученных образцов. Величина сорбционного объема пор, наиболее высокая в глинистых песчаниках, после экстракции наблюдается в нижней части разреза скважины. Здесь же отмечено и максимальное количество удельного содержания адсорбированных УВГ. Изменение эффективного диаметра пор согласуется с другими параметрами. Лишь в пробе 2 наблюдается уменьшение диаметра пор после экстракции, что связано, по-видимому, с появлением новых мелких пор.

Изучение адсорбционных свойств майкопских отложений позволило установить прямую корреляцию между величиной удельной поверхности и количественными показателями и качественным составом адсорбированных УВ только в верхних областях, что свидетельствует о заполнении пор УВ в период формирования залежей УВГ. В нижних областях разреза скважины появление описанных выше жидких УВ не сказалось на характере распределения адсорбированных УВГ.

Резюмируя изложенное, необходимо подчеркнуть следующее:

1. В майкопских отложениях западной части Азовского моря преобладает гумусовый характер ОВ, способного продуцировать только газообразные УВ.

2. Наличие жидких УВ как в продуктивном интервале, так и за его пределами свидетельствует о смене характера ОВ на сапропелевый. Породы, таким образом, могут быть отнесены к потенциально нефтематеринским. Это подтверждается наличием в нижних частях разреза майкопских отложений битумоидов миграционного характера.

3. Изучение адсорбированных УВГ и адсорбционных свойств отдельных литологических разностей пород позволяет установить, что эпигенетичный характер битумоидов не сказывается на количественных показателях и качественном составе адсорбированных УВ.

Литература

- Брунауэр С. Адсорбция газов и паров. М.: ИЛ, 1948. 784 с.
Грек С., Синг К. Адсорбция, удельная поверхность, пористость. М.: Мир, 1970. 48 с.
Левшунова С.П. О методике интерпретации информации об адсорбированных углеводородных газах. — Геохим. сб. ВНИГНИ, 1976, № 11, с. 142.
Методы битуминологических исследований. Л.: Недра, 1975. 319 с.
Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества. Л.: Недра, 1966. 315 с.
Тарасевич Ю.И., Овчаренко Ф.Д. Адсорбция на глинистых минералах. Киев: Наукова думка, 1975. 350 с.

ХАРАКТЕРИСТИКА КАРБОНАТНЫХ НЕФТЕПРОИЗВОДЯЩИХ ПОРОД ЮГО-ЗАПАДНОГО ТАДЖИКИСТАНА

Карбонатные породы обладают определенными нефтепроизводящими свойствами: доказана алиновая природа связанного с этими породами органического вещества (ОВ) – главного источника жидких углеводородов (УВ). В практике геологоразведочных работ при оценке масштабов генерации УВ необходимо учитывать объем собственно нефтепроизводящих пород в карбонатной толще в целом. Однако вызывает затруднения выделение в разрезе и оконтуривание по площади пласта с определенным нефтематеринским потенциалом. Дело в том, что следы перераспределения, следы миграции УВ в карбонатных породах скорее локализованы в поровом пространстве самого позднего заложения, чем закономерно приурочены к геологическим телам, сформировавшимся на стадии седиментогенеза; выделение этих следов возможно осуществить при литологических исследованиях.

Многочисленные наблюдения карбонатных пород в специальных шлифах под люминесцентным микроскопом обычно позволяли обнаруживать лишь сплошное развитие синбитумоидов. Яркая люминесценция сингенетичного фона, по-видимому, часто затушевывает следы перераспределения и миграции битумоидов.

Исследования состава битумоидов показали, что в карбонатных отложениях в отличие от глинисто-терригенных толщ нет резкой дифференциации параметров битумоидов из нефтепроизводящих и нефтемещающих пород. Однако оценка нефтематеринского потенциала отложений основывается на расчетах баланса контрастных объектов, выделение которых в карбонатных отложениях столь затруднительно.

В настоящем исследовании рассмотрены и сопоставлены карбонатные отложения верхней юры, верхнего мела и палеоцена нефтегазоносной территории Юго-Западного Таджикистана (изучена коллекция из более 400 образцов керна карбонатных пород).

Для карбонатных пород подтверждаются две известные зависимости: 1) с ростом терригенной (а именно, глинистой) примеси растет содержание в породе ОВ и 2) закономерность Успенского-Вассоевича.

Преобразование верхнеюрских карбонатных пород исследованного разреза отвечает фазе апокатагенеза; в этих отложениях известны находки антраксолита, им свойственна также некоторая газоносность. Породы с величинами β^{XB} от 0 до 30% отличаются повышенным содержанием доломита (около 40%). Обогащение битумоидом верхнеюрских карбонатов свойственно или почти чистым известнякам, или, чаще всего, ангидритизированным разностям. Все характеристики битумоидов в карбонатных породах верхней юры

свидетельствуют о законченности здесь процессов генерации и перераспределения жидких УВ. Сочетание таких тенденций, как рост $S_{орг}$ и уменьшение β^{XB} , при одновременном увеличении доли доломита в карбонатной породе может оказаться результатом наложения ряда явлений в истории геологического развития района в следующей последовательности: увеличения пористости, обусловленной доломитизацией, насыщения этой породы эпитумоидом, а в процессе прогрессирующего катагенеза — превращения подвижных УВ в высокомолекулярные твердые соединения.

Карбонатные отложения палеоцена регионально нефтеносны на территории Таджикской депрессии. Эти породы не испытали воздействий более жестких, чем те, которые могут проявиться на начальной фазе мезокатагенеза. Они мало доломитизированы (в среднем содержание доломита в чистых, без существенной примеси ангидрита, разностях не превышает 20%). Максимумы в насыщении породы битумоидом падают на ангидритизированные разности, а также на карбонаты, отличающиеся повышенным содержанием доломита при минимальных примесях терригенного материала и ангидрита. Битумоиды палеоценовых пород по сравнению с верхнеюрскими содержат меньше гетероэлементов, а в составе УВ, напротив, заметно повышена доля ароматической фракции.

Если в верхнеюрских карбонатах изменения всех параметров ОВ однонаправленны и сглажены, то в палеоцене можно наблюдать чередование минимумов и максимумов, изменения этих параметров, что, очевидно, является показателем продолжающихся процессов генерации и активного перераспределения битумоидов в палеоценовых отложениях.

Степень изученности верхнемеловых карбонатов недостаточна (всего 18 образцов), чтобы судить о закономерностях изменения в них ОВ. Можно сказать, однако, что вариации некоторых параметров ОВ подобны тем, которые наблюдались в палеоцене.

Отмеченные закономерности и зависимости легко наблюдаются на графиках огив-субогив, у которых ранжированный ряд значений битумоидного коэффициента отложен на оси абсцисс, а по оси ординат — соответствующие средние статистические характеристики различных параметров ОВ и вмещающих пород.

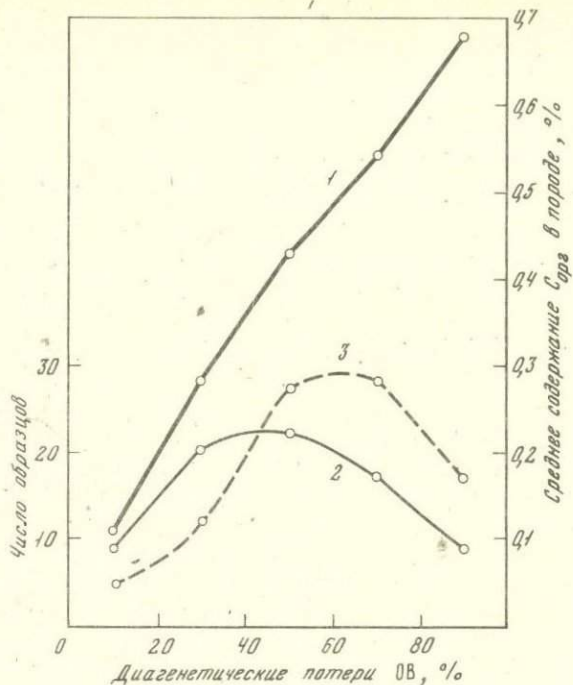
Несмотря на значительный объем проанализированного материала, его крайнее неравномерное пространственное распределение все же не позволяет проследить закономерности изменения состава ОВ в синхронной и диахронной плоскостях. Однако интересно было выяснить (и это оказалось возможным), как меняется состав ОВ в зависимости от степени насыщения породы органическим материалом, а также при процессах перераспределения битуминозных веществ. Для палеоценовых отложений Юго-Западного Таджикистана была подобрана в высшей степени однородная коллекция образцов по хорошо разбуренной площади нефтяного месторождения Бештен-тяк. В этом случае можно было не опасаться фациальных изменений ОВ, а также пренебречь влиянием катагенетических потерь, так

как они одинаковы. Химико-битуминологические исследования 105 образцов керн этой площади позволили отметить, что с ростом поступления ОВ в осадок увеличиваются масштабы диагенетических процессов. Благодаря исключительной однородности проанализированного материала удалось наблюдать линейную зависимость $C_{орг.исх}$ от объема диагенетических потерь (рисунок). Действительно, больше ни в одном случае не анализировался столь однородный материал и поэтому не прослеживалась такая безупречная линейная зависимость между ОВ осадка и его диагенетическими потерями, так как всякий раз картина искажалась или различиями в фациальном типе ОВ, или разной степенью его катагенеза, или тем и другим одновременно.

Интересно, что если проследить закономерности изменения современного содержания $C_{орг}$ в зависимости от интенсивности диагенетических процессов, то окажется, что максимальные концентрации $C_{орг}$ приурочены к интервалу диагенетических потерь от 40 до 60%. Таково суммарное действие двух факторов: интенсивности поступления в осадок органического материала и масштаба диагенетических процессов (см. рисунок).

Замечено также, что масштабы диагенетических процессов в какой-то степени отражаются на формировании состава карбонатных пород: для всех исследованных карбонатных отложений с ростом диагенетических потерь ОВ увеличивается относительное содержание в породе доломита. Для природных явлений часто бывает трудно разграничить причину и следствие, так как взаимосвязанные явления оказывают действие друг на друга и каждое из этих явлений может выступать в роли как причины, так и следствия. Существуют противоположные мнения в отношении того, обусловлена ли часто наблюдаемая повышенная доломитистость влиянием нефтяной залежи или, наоборот, залежи тяготеют к зонам развития доломитов, как более пористых пород. Замеченная связь степени доломитизации карбонатных пород и величины диагенетических потерь свидетельствуют о том, что процессы доломитизации протекают главным образом в стадию диагенеза и, следовательно, предшествуют формированию залежей.

Отмечается зависимость углеводородного состава битумоидов от объема диагенетических процессов. Такая зависимость наблюдалась у карбонатных пород палеоцена и верхнего мела и не проявилась у испытавших более глубокие катагенетические преобразования верхнеюрских карбонатов. Казалось бы, процессы диагенеза и формирования состава УВ так разобщены во времени, что влияние первых на вторые не должно было быть столь заметно. Тем не менее минимумы в содержании парафиново-нафтенной фракции УВ неизменно совпадают с минимальными объемами диагенетических потерь ОВ. По-видимому, действительно, чем глубже происходит разложение ОВ в диагенетическую стадию, тем явственнее наблюдается относительное обогащение ОВ наиболее устойчивыми компонентами парафиново-нафтенными УВ. Так как наблюдениями охвачены об-



Распределение концентраций $C_{орг}$ в зависимости от величины диагенетических потерь ОВ. Месторождение Бештентяк, палеоценовые отложения (бухарские соли)

1 - $C_{орг. исх}$; 2 - $C_{орг. ост}$; 3 - частотный график

разцы с широкими пределами колебаний β^{XB} , то можно заключить, что даже процессы перераспределения мигрантспособных компонентов не смогли завуалировать зависимости состава УВ от самых начальных этапов преобразования ОВ. Наблюдаемые соотношения объема диагенетических потерь и углеводородного состава битумоидов лишней раз подтверждают, что битумоиды карбонатных пород (для исследуемых отложений это вполне определено) имеют строго сингенетичную природу, а перераспределение подвижных форм битумоидов весьма ограничено в пространстве.

Изменения в составе битумоидов при процессах их перераспределения мы исследовали методом балансовых расчетов. В карбонатных породах верхней юры, по-видимому, благодаря широко протекавшим процессам перераспределения битумоидов выбор контрастных пар образцов весьма затруднен. Зато в палеоценовых отложениях можно найти образцы с синбитумоидами, в различной степени "загрязненными" эпибитумоидами. Кроме того, оказалось возможным сгруппировать материал по содержанию в породе $C_{орг}$. Балансовые

расчеты состава эпитумоидов на сгруппированном таким образом материале позволили отметить следующее.

В породах весьма обедненных ОВ (0,20% $C_{орг}$ на породу) примесь эпигенетических битуминозных веществ гораздо чаще повышает относительное содержание в битумоиде асфальтеново-смолистых компонентов. Столь неожиданный эффект может быть объяснен слишком слабым проявлением сингенетичного фона вследствие чрезвычайно низкой концентрации ОВ в породе. Таким образом, состав битумоида в этих породах сформирован и обусловлен миграционными компонентами битумоидов. Вероятно, у анализируемых карбонатных пород, может быть именно вследствие их обедненности ОВ сорбционные возможности относительно невелики, и эти породы могли удержать наименее подвижные компоненты из всей суммы миграционных веществ.

По мере обогащения породы ОВ становятся вполне контрастными изменения в составе как синбитумоида, так и смешанного — с примесью эпитумоидов, причем изменения в составе битумоидов происходят в ожидаемом направлении в отличие от пород, бедных ОВ, т.е. с ростом $\beta^{ХБ}$ в битумоиде возрастает доля масел. Как показали балансовые расчеты, в составе собственно эпитумоидов, заключенных в породах с повышенным содержанием $C_{орг}$, значительно выше доля масел, которая составляет в среднем от 60 до 70%.

Если проследить весь ряд сингенетично-битуминозных пород, то можно видеть, что с ростом содержания в породе $C_{орг}$ существенных изменений или каких-либо тенденций к изменениям в составе синбитумоидов не обнаруживается. Однако в балансе ОВ наблюдается заметное снижение роли спирто-бензольного битумоида (ДСББ) при увеличении содержания $C_{орг}$ в породе.

Балансовые расчеты состава битумоидов позволили заметить, что в палеоценовых карбонатных отложениях собственный сингенетичный фон, который может быть охарактеризован после снятия влияния миграционных битумоидов, имеют породы с содержанием $C_{орг}$ больше 0,4%. В породах с более низким содержанием ОВ сингенетичный фон полностью затухевывается при процессах перераспределения УВ.

Формирование нефтемещающих коллекторских пород в карбонатных толщах может происходить на различных этапах геологической истории и связано с более или менее локальными процессами доломитизации, перекристаллизации, выщелачивания, образования трещиноватости при тектонических нагрузках. УВ карбонатных толщ в таких условиях не испытывают значительных перемещений, и поэтому состав син- и эпитумоидов не имеет резко выраженных различий.

Литература

Методы битуминологических исследований. Задачи исследований и пути их разработки. Л.: Недра, 1975. 319 с.

НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЕ СВОЙСТВА
МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ВОСТОЧНОЙ ЯКУТИИ

В восточных районах Якутии наибольший интерес в отношении перспектив нефтегазоносности представляют мезозойские отложения Момо-Зырянской и Усть-Анхойской впадин [Мокшанцев, Черский, 1961; Вольнов, Яшин, 1972].

Момо-Зырянская впадина. Нижнемеловые и верхнеюрские отложения Момо-Зырянской впадины представлены мощной (10 км) толщей песчано-глинистых отложений с большим количеством тонкодисперсного и концентрированного угольного вещества, степень катагенеза которого изменяется от градации апокатагенеза АК₃ в низах разреза до градации мезокатагенеза МК₁ в его кровле. Во всех литологических разностях установлены сингенетичные битумоиды. Преобладающий тип органического вещества (ОВ) в отложениях – гумусово-сапропелевый. Одним из основных показателей, определяющих направленность нефтегазообразования, является степень катагенетической преобразованности ОВ пород. На сводном графике (рис. 1) приведены основные параметры, характеризующие состав битумоидов в зоне катагенеза.

Содержание хлороформных битумоидов (ХБ) в породах юры и мела изменяется от тысячных долей до единиц процента. В породах с ОВ, преобразованным до градаций апокатагенеза, содержание битумоида составляет тысячные доли процента, а до градаций мезокатагенеза – в большинстве случаев сотые доли процента. В концентрированной форме ОВ на градациях МК₁–МК₂ содержание ХБ составляет 1–2%, на градациях МК₃–МК₅ – десятые доли процента и на градации апокатагенеза (АК₂) – тысячные.

Интенсивность процессов битумообразования в зоне катагенеза иллюстрируется изменением битумоидного коэффициента $\beta^{ХБ}$. Рассеянное органическое вещество (РОВ) в зоне мезокатагенеза характеризуется двумя максимумами на градациях МК₁ и МК₄, где $\beta^{ХБ}$ аргиллитов равен соответственно 5,2 и 4,1, а для песчаников – 5,8 и 6,7. В углях также зафиксировано два максимума: первый на градации катагенеза МК₂, где $\beta^{ХБ} = 3,7$, и второй на градации МК₄ – $\beta^{ХБ} = 0,65$. Последняя величина значительно выше, чем на градации МК₃ ($\beta^{ХБ} = 0,06$) и АК₂ ($\beta^{ХБ} = 0,02$). Резкое уменьшение битуминизации РОВ пород установлено на градациях АК₂–АК₃ ($\beta^{ХБ} = 0,2–0,6$). Эти данные показывают, что при общей направленности процессы битумообразования в песчано-глинистых отложениях проходят более интенсивно, чем в углях, причем полного затухания битуминизации на градациях апокатагенеза не происходит.

Влияние катагенеза на молекулярную структуру битумоидов песчано-глинистых пород и углей неодинаково. Для всех градаций ка-

Таблица 1

Изменение состава n-алканов и изопреноидов в зоне мезокатагенеза (Моно-Зырянская

Свита	Порода	Града- ции ката- генеза	Распределение n-алканов, %						
			n/i	$\Sigma C_{12}-C_{20}$	$\Sigma C_{21}-C_{25}$	$\Sigma C_{26}-C_{29}$	$\Sigma C_{30}-C_{33}$	нч/ч	C ₁₆
Буорке- мюсская	Песчаник	МК ₄	6,98	30,0	56,4	13,6	0	1,02	-
Ожогин- ская	"	МК ₅	10,47	51,80	38,20	10,0	0	0,98	-
Сияльская	Аргиллиты	МК ₄	18,15	36,77	48,88	11,70	2,65	1,05	-
Ожогин- ская	"	МК ₅	18,49	51,90	43,80	4,30	0	1,02	-
Буорке- мюсская	Уголь	МК ₁	2,96	40,98	46,59	11,24	1,19	1,12	7,3
Сияльская	"	МК ₂	4,69	30,17	66,78	3,05	0	1,39	0,89
"	"	МК ₄	24,12	61,42	35,30	3,58	0	1,01	-
Ожогин- ская	"	МК ₅	25,60	71,0	27,70	1,30	0	0,98	-

тагенеза установлено увеличение содержания масел в ХБ в ряду уголь → песчаник → аргиллит. Количество смол максимально в песчаниках и минимально в углях, а в распределении асфальтенов наблюдается обратная зависимость. Для ХБ РОВ характерно полное отсутствие асфальтенов на грациях апокатагенеза и постепенное увеличение их содержания до 26% при снижении катагенеза до МК₃. В углях этой грации катагенеза установлено наибольшее количество асфальтенов — 38%.

Углеводороды (УВ) в битумоидах песчано-глинистых пород в основном представлены метаново-нафтеновыми (МН) структурами, от-

Таблица 2

Относительное распределение n-алканов во фракции твердых УВ мезозойских отложений р. Индигирки

Свита	Порода	Града- ция ката- генеза	Распределение n-алканов, %			
			$\Sigma n-C_{17}-C_{22}$	$\Sigma n-C_{23}-C_{29}$	$\Sigma n-C_{30}-C_{36}$	нч/ч
Буорке- мюсская	Угли- стый ар- гиллит	МК ₂	6,16	79,62	14,23	1,66
"	Уголь	МК ₂	16,07	72,28	11,65	1,31
Сияльская	"	МК ₄	18,29	70,94	10,77	1,08
Ожогин- ская	"	МК ₅	14,10	71,90	14,00	1,16
"	Песча- ник	МК ₅	19,86	60,24	19,90	1,04
"	Аргил- литы	МК ₅	8,60	74,90	16,50	1,11

впадина)

Распределение изопреноидов, %										
C ₁₈	C ₁₉	C ₂₀	C ₂₁	C ₂₂	C ₂₃	C ₂₄	C ₂₅	iC ₁₉ +iC ₂₀	iC ₁₉ /iC ₂₀	
-	24,5	35,1	12,3	7,0	7,0	5,3	8,8	59,6	0,7	
9,3	32,6	30,2	11,6	9,3	7,0	-	-	62,8	1,1	
7,4	30,9	22,2	11,11	23,7	9,9	1,2	3,6	53,1	1,4	
7,5	32,3	18,3	10,8	16,1	15,0	-	-	50,6	1,8	
7,3	70,7	10,3	1,7	1,4	0,4	Следы		0,9	81	
5,36	79,91	7,59	3,19	2,23	0,89	-	-	87,5	10,5	
13,0	52,2	8,7	4,4	13,0	8,7	-	-	60,9	6,0	
12,5	41,7	11,1	6,9	13,9	13,9	-	-	52,8	3,8	

ношение МН/А изменяется от 1,46 до 6,6, при максимальных значениях на грациях МК₃-МК₄. На более высоких грациях МК₅-МК₂ общее содержание МН углеводородов снижается, однако превышает количество ароматических УВ. В УВ углей только на грации катагенеза МК₄ отмечается преобладание метаново-нафтеновых структур над ароматическими (МН/А = 3,3). При росте степени катагенеза углей до грации МК₅ и снижении до грации МК₁ установлено резкое увеличение полициклических ароматических структур (МН/А = 0,27-0,62).

В индивидуальном составе жидкой фракции алканов (табл. 1) на грациях мезокатагенеза и апокатагенеза n-алканы преобладают над изопреноидами, их отношение (n/i) колеблется в широких пределах, от 3 до 26. Минимальное значение свойственно УВ углей на грации катагенеза МК₁, а максимальное на МК₅. На высоких грациях катагенеза (МК₄ и МК₅) в УВ РОВ значение n/i ниже, чем в УВ битумоидов углей, что, очевидно, связано с процессами эмиграции их из пород. Подтверждением этому являются данные по распределению относительно короткоцепочечных n-алканов $\Sigma C_{14}-C_{20}$ на этих же грациях катагенеза: количество n-C₁₄-C₂₀ в УВ песчано-глинистых пород меньше (37-52%), чем в УВ углей (61,5-71%).

В жидкой фракции выявлены n-алканы от C₁₄ до C₃₃, причем среди нечетных максимумы приходятся на n-C₂₁ и n-C₂₃, а четных — на n-C₂₀ и n-C₂₂; преобладающими являются $\Sigma nC_{14}-nC_{25}$ (87-97%). Установлено, что с ростом степени катагенеза до грации МК₅ в жидкой фракции УВ песчано-глинистых пород и углей увеличивается содержание короткоцепочечных УВ (C₁₄-C₂₀).

В зоне мезокатагенеза коэффициенты нечетности (nC_4/C_1) УВ в РОВ имеют близкие значения (0,98–1,05). Однако с изменением катагенетической преобразованности концентрированного ОВ этот коэффициент меняется: на градаши МК₂ он выше (1,4), чем на градаши МК₅ (0,98).

Среди изопреноидов идентифицированы УВ от iC_{16} до iC_{25} , причем максимум приходится на пристан (до 80%). Суммарное содержание $iC_{19} + iC_{20}$ возрастает в ряду аргиллит (52%) → песчаник (60%) → уголь (81%). Влияние катагенеза на распределение изопреноидов наиболее четко установлено в углях. На градаши МК₂ сумма $iC_{19} + iC_{20}$ равна 87,5%, уменьшаясь до 52,8% в углях градаши МК₅. Отношение iC_{19}/iC_{20} на указанных градашиях катагенеза соответственно уменьшается, от 10,5 до 3,8.

В составе твердой высокомолекулярной фракции n -алканов (табл. 2) в ряду $n-C_{17}-C_{36}$ максимальные значения приходятся на n -алканы с нечетным числом атомов углерода C_{25} и C_{27} , причем сумма $n-C_{23}$ и $n-C_{29}$ является преобладающей (60–80%) независимо от степени катагенетической преобразованности ОВ. На одной и той же градаши катагенеза (МК₅) n -алканы рассеянного и концентрированного ОВ характеризуются близкими значениями коэффициента нечетности (1–1,1), однако распределение суммарных n -алканов по группам неодинаково, что, очевидно, обусловлено различными литолого-фациальными особенностями.

Одним из показателей, определяющих направленность процессов нефтегазообразования, можно считать также состав спиртобензольного битумоида. Спиртобензольный экстракт является самой кислой маловосстановленной частью свободного битумоида и в отличие от хлороформенного характеризуется меньшим содержанием углерода, большим – гетероэлементов и преобладанием смолисто-асфальтеновых компонентов (табл. 3). В процессе катагенеза этот битумоид испытывает определенные изменения. На градаши катагенеза МК₄ концентрированного и рассеянного ОВ в групповом составе отмечается максимальное количество компонентов, растворимых в петролейном эфире, и смол при резком уменьшении компонентов нерастворимых в хлороформе. На градашиях катагенеза МК₅, АК₂ и АК₃ спиртобензольные битумоиды в отличие от более низких градашиях катагенеза имеют очень плотную конденсированную структуру и на 85–91% представлены компонентами, нерастворимыми в хлороформе, при минимальном количестве асфальтеновых кислот (4–5%), асфальтенов (0–0,8%), смол (2–7%) и компонентов, растворимых в петролейном эфире (1–2%). Очевидно, в более жестких термодинамических условиях происходит деасфальтизация битумоида и интенсивные процессы конденсации и ароматизации остаточного ОВ.

Анализ полученных данных по исследованию ОВ мезозойских отложений Момо-Зырянской впадины показывает, что молекулярно-структурные изменения ОВ обусловлены литолого-фациальными особенностями пород и степенью их катагенетической преобразованнос-

ти. Изменение ОВ в зоне катагенеза происходит неравномерно. На грациях катагенеза МК₂ и МК₄₋₅ установлено наличие двух максимумов битумообразования, характеризующихся интенсивными процессами образования УВ. Следует особо подчеркнуть наличие интенсивных процессов битумообразования на грациях катагенеза МК₄₋₅, где установлено максимальное значение битумоидного коэффициента, степени восстановленности, преобладающее количество УВ в ХБ, а в составе спиртобензольного битумоида — максимума содержания компонентов, растворимых в петролейном эфире, и минимума — нерастворимых в хлороформе. Выявление двух максимумов битумообразования указывает на возможность интенсивного образования УВ как в период раннего, так и в период позднего мезокатагенеза.

На грациях апокатагенеза установлено резкое снижение битумоидного коэффициента, асфальтеновых веществ до полного отсутствия и уменьшение количества высокомолекулярных УВ в ХБ. Соответственно в спиртобензольном битумоиде резко возрастает содержание высокомолекулярных компонентов, нерастворимых в хлороформе. Очевидно, на грациях апокатагенеза преобладают процессы газообразования, которые происходят в основном за счет деструкции структурных элементов смолисто-асфальтеновых веществ.

Особенности процессов битумообразования в зоне катагенеза непосредственно не связаны с составом глинистых пород. Максимальное битумообразование происходит как в аргиллитах, сложенных в основном монтмориллонитом, так и в породах, состоящих из гидродлюд и смешаннослойных минералов.

По основным геохимическим параметрам ОВ ($\beta^{ХБ}$, элементный состав ХБ, количество асфальтенов в ОВ, содержание УВ в 1 м³ породы) мезозойские отложения в Момо-Зырянской впадине разделяются на преимущественно нефтематеринские и газоматеринские. К преимущественно нефтематеринским относятся буоркемюсская (реки Индигирка, Зырянка) и силяпская (реки Индигирка, Силяп) свиты. Для этих отложений характерно ОВ граций катагенеза МК_{1-МК₄}, повышенная битуминозность глинистых пород ($\beta^{ХБ}$ до 5%), содержание асфальтенов в ОВ до 0,5% и количество УВ более 300 г/м³ породы.

К газоматеринским относятся отложения силяпской (р.Зырянка), ожогинской и бастахской свит в пределах изученной части прогиба. ОВ этих пород преобразовано до грации катагенеза МК_{5-АК₃}, $\beta^{ХБ}$ глинистых разностей изменяется от десятых долей процента до 3%, содержание асфальтенов в хлороформенном битумоиде — от 0,2% на ОВ до полного отсутствия, количество УВ в 1 м³ породы не более 200 г. Четкой границы раздела нефтематеринских пород и газоматеринских не устанавливается. Однако можно предполагать, что для газоматеринских отложений будет характерна полная деасфальтизация хлороформенного битумоида и очень низкое содержание УВ — менее 80-100 г/м³ породы.

Усть-Аньюйская впадина. Усть-Аньюйская впадина выполнена верхнеюрскими и меловыми отложениями, обнажающимися по рекам

Таблица 3

Состав спиртобензольных битумоидов пород и углей в зоне ка

Свита	Порода	Градации катагенеза	Элементный состав, %			
			С	Н	O+N+S	С/Н
Буорке-мюсская	Песчаник	МК ₂	76,34	7,34	16,29	10,36
Ожогинская	"	МК ₅	71,24	8,18	20,58	8,71
Бастахская	"	АК ₃	-	-	-	-
Сияльская	Аргиллиты	МК ₂	72,89	6,67	20,44	10,93
Буорке-мюсская	"	МК ₃	71,31	6,33	22,36	11,26
Сияльская	"	МК ₄	77,32	7,93	14,75	9,75
Ожогинская	"	МК ₅	68,51	8,63	22,86	7,94
"	"	МК ₅	68,79	8,08	23,13	8,51
"	Аргиллит алевролитистый	АК ₂	64,74	6,31	28,95	10,26
Бастахская	То же	АК ₃	68,56	6,76	24,68	10,14
Буорке-мюсская	Уголь	МК ₂	80,95	8,99	10,06	9,00
"	"	МК ₃	83,17	7,39	9,44	11,25
Сияльская	"	МК ₄	84,72	7,95	7,33	10,65
Ожогинская	"	АК ₂	-	-	-	-

тагенеза (Моно-Зырянская впадина)

Н/С, ат.	(С+Н)/O+N+S	Компоненты, растворимые в петролейном эфире	Групповой состав, %				
			Смолы		Асфальтогенные кислоты	Асфальтены	Нерастворимый в хлороформе остаток
			бензольные	спиртобензольные			
1,16	5,14	7,53	6,63	8,65	47,69	17,38	12,12
1,38	3,86	-	-	-	-	-	-
-	-	4,40	0,28	1,66	5,58	0,60	87,48
1,10	3,89	-	-	-	-	-	-
1,06	3,47	-	-	-	-	-	-
1,23	5,78	15,90	9,76	9,65	19,73	20,25	24,71
1,51	3,37	-	-	-	-	-	-
1,41	3,32	2,16	2,93	4,32	4,80	0,62	85,17
1,17	2,45	2,05	0,21	1,57	4,95	0	91,22
1,18	3,05	1,50	0,20	1,46	3,84	0,79	92,21
1,33	8,94	6,27	9,15	5,07	38,76	9,12	31,63
1,07	9,59	34,48	4,60	5,99	11,94	7,73	35,26
1,13	12,64	39,32	7,22	12,04	18,57	16,25	6,60
-	-	1,15	0,72	1,97	4,65	0,25	91,26

Малый и Большой Анюй. В основании разреза верхней юры наблюдаются конгломераты, переходящие в толщу переслаивания темно-серых мелкозернистых полевошпатово-кварцевых песчаников, алевролитов и аргиллитов. Мощность 400–500 м. Выше прослеживаются темно-серые средне-, крупнозернистые песчаники мощностью 100–200 м. Верхняя часть юрских отложений представлена чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Мощность 1500–1800 м.

Нижние горизонты мела (берриасский – валанжинский ярусы) в низовье р. Малый Анюй начинаются валунно-галечными конгломератами и песчаниками (до 400 м), переходящими вверх по разрезу в толщу (350–400 м) переслаивания аргиллитов, алевролитов и песчаников. Выше лежащая часть нижнего мела (аптский и альбский ярусы) изучена нами в нижнем течении р. Большой Анюй. В этом районе разрез начинается черными, местами буроватыми аргиллитами и глинистыми алевролитами с прослоями мелкозернистых песчаников. Для этой части разреза характерно наличие большого количества угольного материала. Мощность 160–200 м. Выше прослеживается толща линзовидного переслаивания серых, темно-серых грубозернистых песчаников, гравелитов и конгломератов. В подчиненном количестве отмечаются линзовидные прослои буровато-серых аргиллитов. В кровле толщи наблюдается пачка (50–60 м) чередования глинистых туфопесчаников, алевролитов и аргиллитов. По всему разрезу прослеживаются прослои и линзы угля мощностью до 15 см, а также тонкораспыленное угольное вещество. Мощность 550–650 м.

Сведения о степени катагенеза ОБ мезозойских отложений Усть-Ануйской впадины ограничены. Единичные определения отражательной способности (ОС) витринита (R^0) в угольных включениях верхней юры показали разброс значений в пределах 2,1–2,9, что позволяет относить их к градации апокатагенеза. Наиболее полно изучена степень катагенеза ОБ апт-альбских отложений. В нижней части разреза ОС витринита угольных включений равна 1,27 (градиация катагенеза МК₄). В основании выше лежащей грубозернистой толщи эти значения уменьшаются до 1,04–0,93 (градиация катагенеза МК₃), а в верхней ее части до 0,77 (градиация катагенеза МК₂).

Количественное распределение ОБ в мезозойских отложениях впадины контролируется как составом пород, так и степенью его катагенетической преобразованности. Преобладающее содержание $S_{орг}$ в песчаниках верхней юры с ОБ градаций апокатагенеза составляет 0,26–0,50%. С уменьшением катагенеза до градаций МК₂ и МК₃ в меловых глинистых песчаниках наиболее часто встречаемое значение $S_{орг}$ возрастает до 0,5–1,0%. Для глинистых пород эти значения соответственно равны 1,26–1,50 и 1,76–2,82%. Количество битумоидов также изменяется по разрезу. В юрских песчаных и глинистых породах суммарное содержание хлороформенного и спиртобензольного битумоидов не превышает 0,01%, в ме-

ловых отложениях его содержание увеличивается, причем максимальное количество (0,07-0,1%) битумоида установлено в нижней части апт-альбских отложений с ОВ градации катагенеза МК₄. При уменьшении степени преобразованности ОВ до градации МК₃ и МК₂ эти значения изменяются соответственно до 0,024 и 0,035%.

Для юрских и меловых пород Усть-Ануйского прогиба характерны невысокие значения битумоидного коэффициента ($\beta^{XB} = 0,1-2,6$), что свидетельствует о сингенетичности битумоидов вмещающим породам. При этом в отложениях, содержащих ОВ одной градации катагенеза, наблюдается рост β^{XB} в ряду уголь → аргиллит → песчаник, что указывает на меньшую интенсивность процессов битуминизации в углях по сравнению с песчано-глинистыми породами.

Значения ρ^{XB} испытывают определенные изменения по разрезу мезозоя. Так, в аргиллитах юры этот коэффициент равен 0,19-0,37, в низах апт-альба - 2,2-2,6, в средней части - 0,62, а в кровле - 0,25, что обусловлено различной интенсивностью катагенетических преобразований ОВ. Максимум ρ^{XB} установлен в аргиллитах с ОВ градации катагенеза МК₄.

Для хлороформенных битумоидов (ХБ) этих аргиллитов характерна высокая степень восстановленности - отношение $(C+N)/(O+N+S)$ равно 50,5, повышенное содержание масел (55-61%), минимальное - смол (1-3%). В верхних горизонтах мела (градации катагенеза МК₃ и МК₂) битумоиды аргиллитов имеют более кислый состав и содержат соответственно масел 34 и 26%, смол 50 и 62%, а асфальтогеновых кислот 4,5 и 8%, степень восстановленности низкая (она равна 11).

Состав ХБ юрских глинистых пород (градация катагенеза АК₂-АК₃) отличается от нижнемеловых. Здесь полностью отсутствуют асфальтогеновые вещества, а содержание масел в среднем составляет 52%, т.е. эти битумоиды имеют более восстановленный характер, чем битумоиды выше лежащих аргиллитов.

ХБ песчаников верхней части апт-альбского разреза более чем на половину представлены смолами (52-59%), при содержании масел 24-36% и асфальтогеновых веществ 11-16%, что, очевидно, обусловлено процессами эмиграции УВ из этих пород. В юрских песчаниках в отличие от вышеописанных возрастает количество масел 43-66% и полностью отсутствуют асфальтогеновые вещества.

ХБ углей изучены лишь из верхней половины апт-альбских отложений. Для битумоидов углей градации катагенеза МК₃ характерно меньшее содержание масел (26-36%) и большее смол (57%), чем на градации катагенеза МК₂ (соответственно 44 и 47%).

ХБ меловых отложений характеризуются закономерным изменением соотношения смолистых и асфальтогеновых компонентов. В битумоидах аргиллитов градации катагенеза МК₄ это отношение составляет 1,9-2,4, а градации катагенеза МК₂ - 5,2.

Содержание высокомолекулярных УВ в мезозойских отложениях составляет тысячи и сотые доли процента на породу. Наиболее обогащены ими битумоиды аргиллитов, развитых в низах апт-альбского разреза (градация катагенеза МК₄); и углей. В первых концентрация УВ колеблется от 211 до 366 г/т, во вторых — от 157 до 621 г/т. В песчано-глинистых породах вышележащей части разреза мела (градация МК₃ и МК₂) и подстилающих юрских отложений (градация АК₂ — АК₃) общее количество УВ в битумоидах не превышает 56 г/т.

В составе УВ метаново-нафтенковые структуры (55–88%) преобладают над ароматическими (12–45%). Среди последних мооциклическая ароматика установлена в верхнеюрских песчано-глинистых отложениях и песчаниках верхней части нижнего мела. Ароматические УВ битумоидов аргиллитов и углей нижнего мела в основном представлены полициклическими структурами, что, возможно, связано с преобладанием гумусового типа ОВ в этих отложениях.

Отношение МН/А изменяется в широких пределах, составляя в песчаниках 3,1–7,0, глинистых породах — 1,6–6,6, углях — 1,1–2,1. Наиболее четко характер изменения этого коэффициента прослежен для аргиллитов. В разрезе юрских отложений он равен 4,8–6,6, в основании альб-апта уменьшается до 1,6–2,0, в средней его части увеличивается до 2,6, а в кровле до 3,7. Эти изменения связаны с преобразованием ОВ в зоне катагенеза, причем минимальные значения установлены на градации МК₄, а максимальные — АК₂–АК₃.

В индивидуальном составе УВ установлено преобладание нормальных алканов над изопреноидными. Минимальное отношение н-алканы/изопреноиды характерно для УВ песчаных и глинистых пород верхнеюрских отложений (2,5–3,5), в нижнемеловой части разреза оно сравнительно высокое (6–14). Следует отметить, что изменение рассматриваемого отношения в определенной степени зависит от градации катагенеза ОВ. В аргиллитах с ОВ градаций АК₂–3 оно равно 2,55, градации МК₄ — 6–8, а градации МК₃ — 14,4.

В жидкой фракции УВ определены н-алканы от С₁₄ до С₂₈, причем среди нечетных максимумы в большинстве случаев приходятся на С₂₁ и С₁₉, а четных — на С₂₀. В УВ из битумоидов песчаников верхней юры преобладают н-алканы С₁₄–С₂₀ (58%), а в глинистых породах максимум смещается в сторону более высокомолекулярных УВ, где сумма С₂₁–С₂₈ достигает 77%. Общий характер распределения н-алканов от С₁₄ до С₂₅ в рассматриваемых отложениях характеризуется кривой ступенчатой формы (рис. 2).

В углеводородах битумоидов пород нижнего мела короткоцепочечные н-алканы ($\Sigma = C_{14}-C_{20}$) составляют от 50 до 93%, причем самые высокие значения установлены в УВ аргиллитов низов апт-альбского разреза (градация катагенеза МК₄) и относительно низкие в средней его части, где ОВ преобразовано до гра-

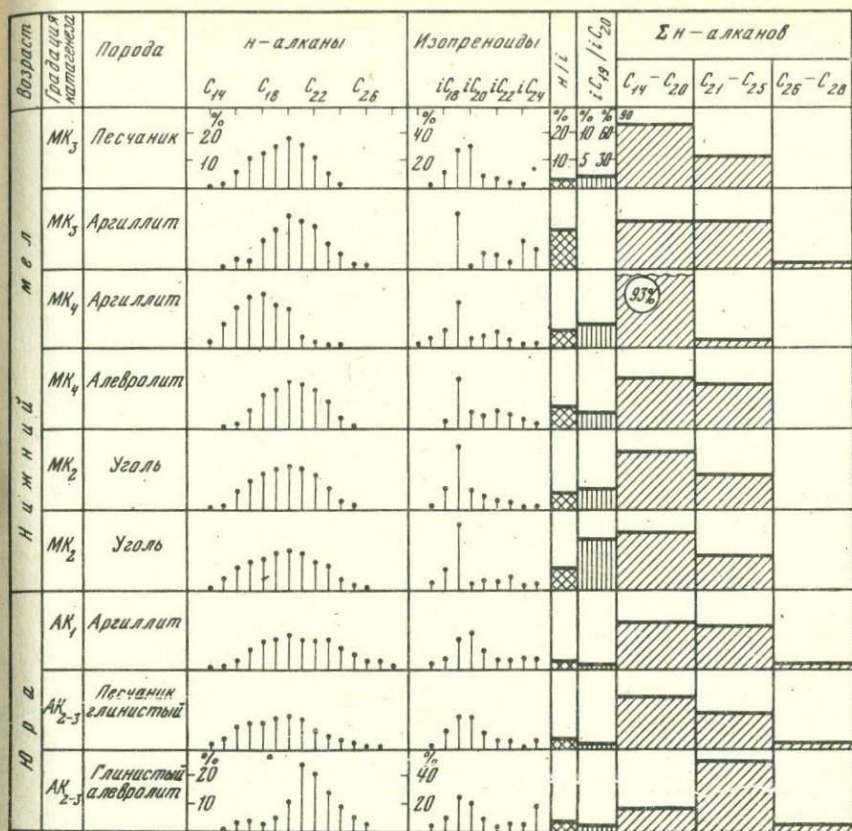


Рис. 2. Относительное распределение n-алканов и изопреноидов в мезозойских отложениях Усть-Аньюйского прогиба

дации МК₃. Относительное распределение n-алканов битумоидов нижнемеловых отложений в отличие от n-алканов битумоидов верхнеюрских пород в основном имеет форму выпуклой кривой (см. рис. 2). Среди изопреноидов идентифицируются УВ от iC₁₅ до iC₂₅. Значительная их часть (45-59%) приходится на пристан и фитан. В изопреноидах битумоидов глинистых пород юры отношение iC₁₉/iC₂₀ ниже (1,0-0,8), чем в изопреноидах битумоидов аргиллитов апт-альбских отложений (до 4,5), что связано с уменьшением степени катагенеза ОВ от градаций АК₂-АК₃ до МК₄.

Приведенные выше данные по составу ОВ мезозойских отложений Усть-Аньюйского прогиба показывают, что молекулярно-структурные изменения в толще происходят неравномерно. В зоне катагенеза наиболее резкая перестройка структуры ОВ происходит на градации катагенеза МК₄, где отмечается максимальное количество битумоида, повышенная степень его восстановленности, наиболее

шее содержание масел и минимальное количество смолисто-асфальтеновых веществ. Следует отметить, что подобные изменения в составе ОВ мезозойских отложений установлены и в Индигиро-Зырянском прогибе, где на градациях МК₄-МК₅ также происходит коренная перестройка структуры молекул ОВ.

Комплексные химико-битуминологические исследования ОВ мезозоя Усть-Ануйского прогиба позволяют оценить их нефтегазопроизводящие способности. Верхнеюрские отложения, в которых преобладает сапропелевый тип ОВ, находящегося на градациях апокатагенеза, характеризуются небольшими значениями битумоидного коэффициента (0,2-1), полным отсутствием асфальтеновых веществ и невысоким количеством высокомолекулярных УВ (до 56 г/т) и относятся к газоматеринским.

В нижнемеловом разрезе развиты породы с ОВ сапропелево-гумусового типа, преобразованным до градаций катагенеза МК₂-МК₄. В некоторых горизонтах этих пород отмечается повышенная битуминозность, значительное содержание асфальтеновых веществ и высокий удельный запас УВ (до 370 г/т), что позволяет относить их к потенциально нефтематеринским.

Литература

- Вольнов Д.А., Яшин Д.С. Сравнительная оценка возможно нефтегазоперспективных земель северо-восточной Якутии и направление очередных исследований. - В кн.: Геологическое строение, перспективы нефтегазоносности ЯАССР и направление дальнейших работ на нефть и газ. Якутск, 1972, с. 57-66.
- Мокшанцев К.Б., Черский Н.В. Основные черты геологического строения и перспективы нефтегазоносности Восточной Якутии. Якутск: Якутск. кн. изд-во, 1961. 135 с.

Д. А. Мирзоев, Л. И. Днапаридзе

К ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАТАГЕНЕЗА РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И УСЛОВИЙ ПРОЯВЛЕНИЯ ФАЗ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ В ОСАДОЧНЫХ КОМПЛЕКСАХ ПЛАТФОРМЕННОГО ЧЕХЛА ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

В разрезе платформенной части Восточного Предкавказья, куда входит Прикумская нефтегазоносная область, к основным нефтегазопроизводящим толщам отнесены глинистые и карбонатно-глинистые образования нижнего триаса (оленекский ярус), байоса, аптальба и олигоцена, формировавшиеся в восстановительных геохимических условиях при значительном и устойчивом прогибании бассей-

Таблица 1

Геохимическая характеристика основных нефтегазопроизводящих толщ Прикумской области Дагестана

Возраст	Порода	Содержание на породу, %			χ	β , %
		$C_{орг}$	ХВ	СБВ		
Опенек	Глинисто-карбонатная	0,09-3,46*	0,0013-0,30	0,0013-0,08	1-8	0,53-33
		0,8	0,055	0,017	3,2	5,9
Байос	Аргиллиты	0,23-3,21	0,0025-0,62	0,0013-0,08	0,5-10	1,5-20
		1,0	0,06	0,015	3	4,5
Апт	Аргиллиты	0,2-1,7	0,0025-0,08	0,0005-0,04	0,5-2,5	2-4,5
		0,67	0,035	0,025	1,0	3
Спигоцен	Глины	0,4-0,9	0,005-0,3	0,007-0,4	0,36-0,65	0,5-2,7
		0,7	0,042	0,066	0,5	1,58

* В числителе: минимальное - максимальные значения, в знаменателе - среднее.

на седиментации [Мирзоев и др., 1975]. Основные геохимические параметры нефтегазопроизводящих толщ приведены в табл. 1.

Важным фактором, определяющим нефтегазопроизводящие свойства осадочных пород, является степень превращенности содержащегося в них органического вещества (ОВ). Наиболее благоприятным для нефтегазообразования считается ОВ на стадии МК₁-МК₄ мезокатагенеза [Вассоевич, 1975]. В качестве показателя степени катагенеза ОВ широко используется отражательная способность витринита, на основании которой И.И. Аммосовым и И.В. Ереминым [1971] создана шкала изменения степени катагенеза ОВ. Кроме того, в последнее время в этих целях начали применяться метод суммарного импульса тепла [Лопатин, 1976] и "модель прогрева отложений" по Б.А. Соколову [Вассоевич, Соколов, 1976], учитывающие влияние на процесс превращения ОВ основных факторов - температуры и геологического времени.

Для установления степени преобразованности ОВ основных нефтегазопродуцирующих толщ Восточного Предкавказья и определения времени вступления их в различные фазы нафтидогенеза проведена палеорекострукция глубин их залегания в координатах температура (t) и время (T) по методу Н.В. Лопатина. Для этого были выбраны наиболее информативные в геотермическом отношении участки Прикумской нефтегазоносной области: на западе - Русский Хутор и Южно-Сухокумск, на востоке - Северный Кочубей, характеризующиеся различными термобарическими и нефтегеологическими условиями. При этом были учтены и имеющиеся аналитические данные по отражательной способности витринита И.И. Аммосова, ИК-спектроскопии Е.А. Глебовской и петрографическим особенностям пород. Величины суммарного импульса тепла (ΣT), соответствующие различным стадиям катагенеза ОВ, сопоставлены с фазами

Таблица 2

Основные параметры фаз нефтегазообразования осадочных комплексов

Площади	Главная фаза нефтеобразования (ГФН)			Газоконденсатная		
	Н, км	t°, C	Возраст	Н, км	t°, C	Возраст
		Триас				
Северный Кочубей	1,4	71	J ₃	2,5	105	P ₂
Русский Хутор	1,1	70	K ₂	3,2	133	N ₁ ³
Южно-Сухокумск	1,4	71	P ₃	3,5	139	N ₁ ³
		Байос				
Северный Кочубей	1,35	68	P ₁	3,5	133	N ₁ ³
Русский Хутор	1,05	68	P ₁	-	-	-
Южно-Сухокумск	2,05	93	P ₃	-	-	-
		Апт				
Северный Кочубей	2,2	95	P ₃	-	-	-
Русский Хутор	1,45	80	P ₃ -N ₁ ¹	-	-	-
Южно-Сухокумск	2,6	106	N ₁ ³	-	-	-
		Олигоцен				
Северный Кочубей	2,35	100	Q	-	-	-
Русский Хутор	2,1	102	Q	-	-	-
Южно-Сухокумск	2,35	100	Q	-	-	-

нафтидогенеза, а также с установленной продукцией углеводородов на рассматриваемых участках (рисунок, табл. 2).

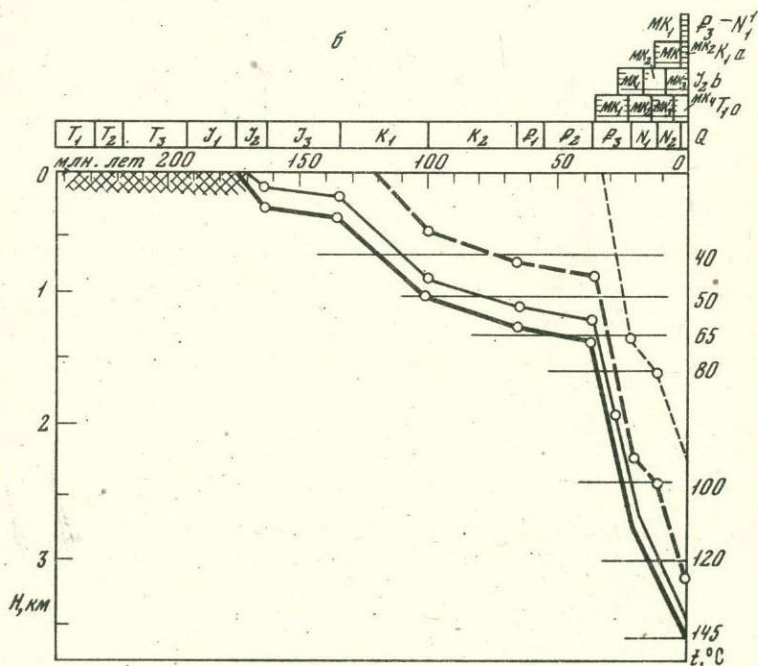
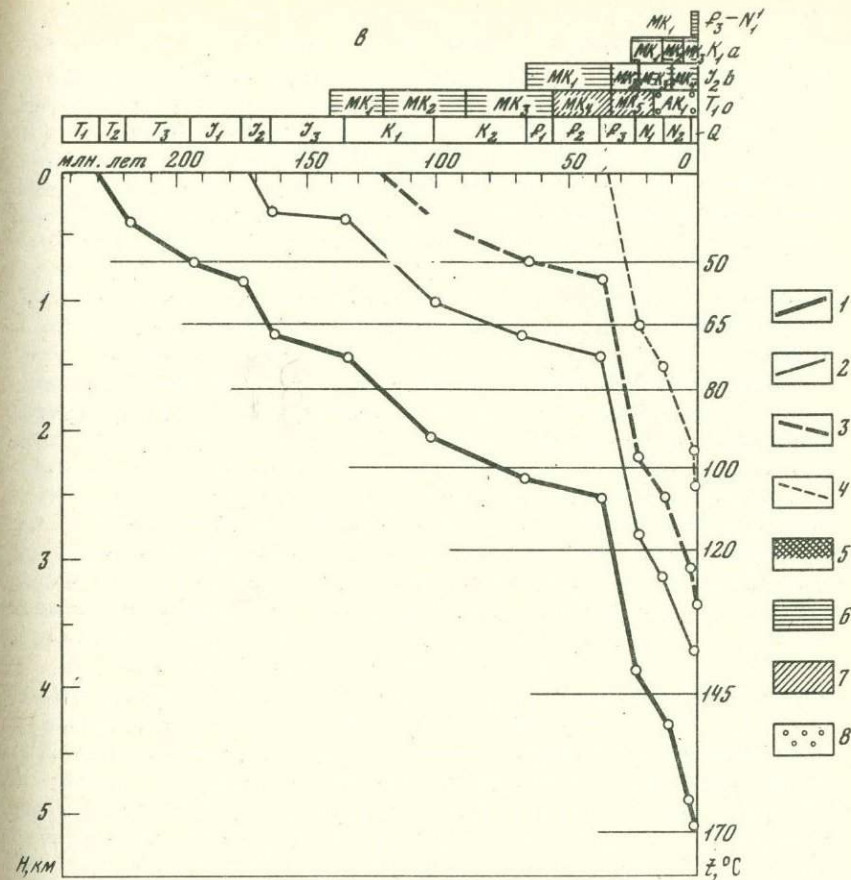
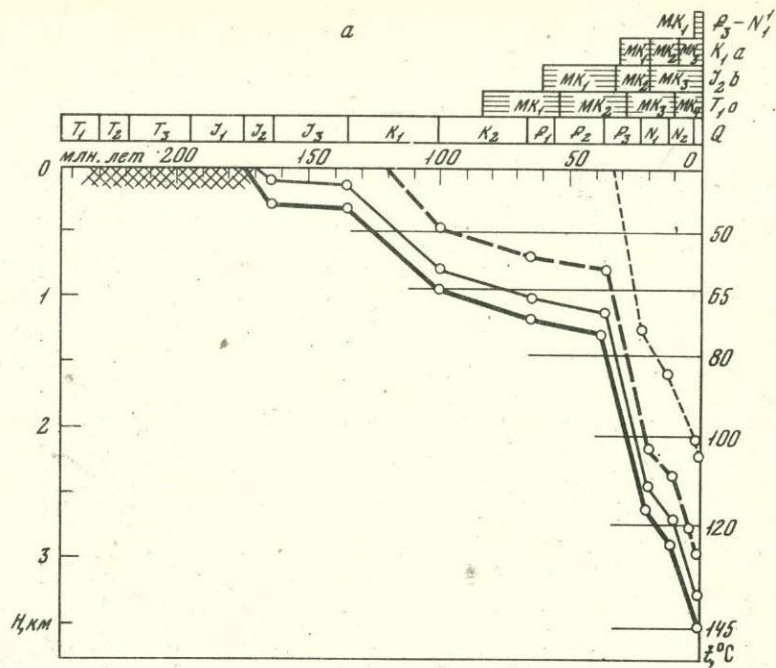
Оленекские отложения мощностью 400 м, представленные аргиллитами, мергелями, глинистыми органогенно-обломочными известняками с прослоями песчано-алевролитовых пород, характеризуются высоким содержанием $C_{орг}$ (0,009-3,46%) и битумоидов (в среднем 0,055%) восстановленного и нейтрального характера

Прикумской области

Позднекатагенетическое метанообразование			Современные условия				Продукция	
Н, км	t°, C	Возраст	ΣT	Н, км	t°, C	Степень катагенеза		Фаза нафтидогенеза
		Триас						
4,3	147	N ₁ ²	1467	5,1	168	AK ₁	Позднекатагенетическое метанообразование	Газоконденсат
-	-	-	526	3,6	145	MK ₄	Газоконденсатная	-
-	-	-	527	3,77	155	MK ₄	Газоконденсатная	Нефть
		Байос						
-	-	-	532	4,0	143	MK ₄	Газоконденсатная	-
-	-	-	427	3,4	140	MK ₃ -MK ₄	Завершение ГФН	Нефть, конденсат
-	-	-	342	3,6	144	MK ₃	ГФН	Нефть
		Апт						
-	-	-	286	3,4	132	MK ₃	ГФН	-
-	-	-	294	3,1	129	MK ₃	ГФН	Нефть
-	-	-	187	3,25	128	MK ₂	ГФН	Нефть
		Олигоцен						
-	-	-	76	2,4	103	MK ₁	Начало ГФН	Газ
-	-	-	84	2,2	104	MK ₁	Начало ГФН	-
-	-	-	71	2,3	94	MK ₁	Начало ГФН	-

($\chi = 1-8$). Степень битуминозности $OB(\beta)$ составляет 0,53-33% (см. табл. 1).

Расчет значений катагенетического превращения OB оленекских отложений показал (см. табл. 2, рисунок), что на востоке Прикумской области (Северный Кочубей), где эти отложения залегают на глубинах 5 км и более, наиболее интенсивное образование нефтяных углеводородов ($УВ$) происходило при погружении их на глубины от



Реконструкция условий залегания основных нефтегазопроизводящих комплексов Прикумской области Дагестана

Площади: а - Русский Хутор, б - Южно-Сухокумск, в - Северный Кочубей

1-4 - литолого-стратиграфические комплексы: 1 - триасовый, 2 - байосский, 3 - аптский, 4 - олигоценый, 5 - отсутствие отложений, 6-8 - фазы нефтегазообразования: 6 - ГФН ($\Sigma r = 70-400$), 7 - газоконденсатная ($\Sigma r = 400-1050$), 8 - позднекатагенетического метанообразования ($\Sigma r = 1050 \rightarrow 3000$)

1,4 до 2,5 км с поздней юры до палеоцена в течение 87 млн. лет с максимумом генерации УВ в меловое время. С начала эоцена до позднего миоцена ОВ пород оленекских отложений находилось в условиях газоконденсатообразования. Дальнейшее погружение их в более жесткие термобарические условия ($t = 145-175^\circ\text{C}$) привело к высоким стадиям катагенеза ОВ (AK_1 , $\Sigma r = 1467$) и переходу к фазе позднекатагенетического метанообразования. На западе Прикумской области степень превращенности ОВ триасовых

отложений, находящихся на меньших глубинах (3,5–4 км, $t = 130\text{--}150^\circ\text{C}$), соответствует завершению ГФН и развитию газоконденсатообразования. В Южно-Сухокумске интенсивная генерация нефтяных УВ в оленекских отложениях проходила в олигоцен-плиоценовое время при их погружении на глубину 1,4 – 3,5 км в зоны температур 65–138°C. В Русском Хуторе ГФН в этих отложениях наступила несколько раньше (поздний мел – плиоцен), что, очевидно, связано с аномальной прогреваемостью здесь недр, обусловленной гидротермальной деятельностью и близостью гранитного массива.

Байосская глинистая толща представлена плотными темно-серыми аргиллитами с незначительным количеством песчано-алевролитовых прослоев, мощность ее изменяется от нулевых значений на юго-западе до 250 м на северо-востоке, в Восточно-Маньчском прогибе. Породы байоса отличаются высоким содержанием ОВ и битумоидов (см. табл. 1). Количество ХБ нейтрального и восстановленного характера ($\chi = 0,5\text{--}10$) составляет 0,04–0,6%. Битумоиды в основном сингенетические, паравотонные с равномерной или слоистой текстурой, генетически связаны с исходным ОВ пород. Широко развиты следы перераспределения битумоидов в проницаемых участках, свидетельствующие о развитии процессов первичной миграции. Значения β высокие (см. табл. 1). Степень катагенеза байосских аргиллитов изменяется от стадии МК₃ (Южно-Сухокумск) до МК₄ (Русский Хутор, Северный Кочубей), что соответствует развитию ГФН в этих отложениях в Южно-Сухокумске, ее завершению в Русском Хуторе, газоконденсатной фазе нафтидогенеза в Северном Кочубее. Наиболее позднее время проявления ГФН (олигоцен – антропоген) наблюдается в Южно-Сухокумске; в Северном Кочубее и Русском Хуторе ГФН протекала с палеоцена до плиоцена при одинаковых геотермических условиях (70–135°C), несмотря на разницу в глубине залегания.

Аптская глинистая толща мощностью 60–110 м сложена аргиллитами с тонкими прослоями песчаников и алевролитов. Битуминозность пород составляет в среднем 0,35%, преимущественно развиты синбитумоиды смолистого и смолисто-асфальтенового состава с примесью миграционных битумоидов, количество которых зависит от литологических особенностей пород. В более песчаных и трещиноватых разностях аргиллитов преобладают легкие миграционные компоненты битумоидов. Сингенетичная битуминозность пород подтверждается большим количеством ОВ ($C_{\text{орг}}$ до 1,7%) со спектрами люминесценции битумоидов от темно-коричневого до беловато-голубоватого, свидетельствующими о связи битумоидов с ОВ. $\beta_{\text{ОВ}}$ составляет 2–4,5%. ОВ глины апта преобразовано до МК₃ стадии в Русском Хуторе и Северном Кочубее ($\Sigma r = 294$ и 286 соответственно) и МК₂ – в Южно-Сухокумске ($\Sigma r = 187$). Генерация УВ нефтяного ряда началась в Русском Хуторе в олигоцене ($H = 1,45$ км, $t = 80^\circ\text{C}$), в Северном Кочубее – в миоцене ($H = 2,2$ км, $t = 95^\circ\text{C}$), в Южно-Сухокумске – в плиоцене ($H = 2,6$ км,

$t = 106^{\circ}\text{C}$). В настоящее время этот процесс продолжается, причем наиболее интенсивно в Южно-Сухокумске.

Олигоценовая (майкопская) толща представлена некарбонатными глинами с прослоями алевролитов мощностью 280–400 м. Глины отличаются высоким содержанием $C_{\text{орг}}$ и битумоидов в основном нейтрального характера ($\chi = 0,36-0,65$). Величина $\beta_{\text{ОВ}}$ невысокая: от 0,5 до 2,7% (см. табл. 1). ОВ находится на стадии МК_1 ($\Sigma_r = 71-84$), что соответствует вступлению этих отложений в ГФН только в антропогенное время.

В целом по разрезам рассматриваемых участков Прикумской нефтегазоносной области наблюдается рост степени превращенности ОВ с увеличением возраста пород от МК_1 в олигоценовых до МК_{3-4} и АК_1 в триасовых отложениях. Отмечается также возрастание степени катагенеза ОВ триасовых отложений с запада на восток, по мере их погружения, в юрских и аптских эта закономерность прослеживается менее отчетливо за счет повышения степени катагенеза ОВ в Русском Хуторе, в глинах олигоцена превращенность ОВ увеличивается в противоположном западном направлении, к Русскому Хутору, и, видимо, еще дальше в зону максимальных их мощностей (Восточное Ставрополье). Высокая степень преобразованности ОВ, раннее проявление ГФН в Русском Хуторе связаны с наибольшей прогремостью недр в результате внедрения гранитов.

Образование основного количества нефтяных УВ происходило из ОВ оленекских пород с поздней юры до середины плиоцена. В байосских аргиллитах ГФН наступила в палеоцене и в настоящее время завершается, аптские отложения находятся в условиях ГФН с олигоцен-миоцена, а олигоценовые отложения – только с середины антропогена, и образование нефтяных УВ на рассмотренных участках Прикумской области в них практически еще не началось. В западном направлении, куда увеличивается мощность олигоценовых отложений, а также и превращенность в них ОВ, ГФН будет выражена более резко, что и подтверждается нефтяными скоплениями в низах олигоцена на площадях Восточного Ставрополья.

Сравнение результатов определения степени катагенеза ОВ основных нефтегазопроизводящих толщ рассматриваемой территории с данными по отражательной способности витринитов и ИК-спектроскопии показало в целом сходимость результатов. Так, по данным СИТ, ОВ триаса в разрезе Русского Хутора находится на стадии МК_4 , а по величине $10R^a$ – на стадии МК_3 ; для среднеюрских отложений степень катагенеза по методу СИТ – МК_4 , по $10R^a$ – МК_3 – МК_4 и по ИК-спектрам – МК_4 – АК_1 . Определение степени катагенеза по включениям витринита примерно на одну градацию ниже, чем по результатам ИК-спектроскопии и СИТ. В какой-то мере расхождение данных объясняется недостаточным количеством аналитических определений, а также отсутствием максимальной информации по результатам исследований одного образца, что, ви-

димо, затрудняет совместную интерпретацию данных. Использование для определения степени катагенеза комплекса методов безусловно будет способствовать достоверности познания сложных процессов превращенности ОВ в осадочных комплексах. Однако применение метода СИТ в конкретных геологических условиях, особенно в старых нефтегазодобывающих районах (каким является Дагестан), характеризующихся малым отбором керна и соответственно крайне низкой вероятностью нахождения витринита, дает возможность определить условия и время проявления фаз нафтидогенеза в широких масштабах, привлекая аналитические исследования только в контрольных целях. В этой связи палеорекострукции при изучении нефтегазоносных бассейнов будут только способствовать повышению эффективности прогнозирования в них скоплений УВ различного фазового состава.

Катагенез рассеянного ОВ различного состава и нефтегазообразования, как показали исследования А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, Н.Б. Вассоевича [Конторович, Неручев, 1971; Вассоевич, 1975], тесно между собой взаимосвязаны. Не является исключением в этом отношении и рассматриваемый регион. Олигоценые отложения здесь только вошли в зону начала градации МК₁, что согласуется с газовой продукцией верхнего газообразования или "незрелых" нафтенных нефтей начала нефтеобразования. Аптские и байосские комплексы при катагенезе ОВ на стадии МК₃-МК₄ содержат повсеместно нефтяные и газоконденсатные залежи (75% запасов УВ), соответствуя по всем параметрам главной зоне нефтеобразования. В триасовых отложениях в условиях глубокой превращенности ОВ и пород (градации МК₄-АК₁) фиксируется еще нефтяная зона, а также частично газоконденсатная. По мере увеличения степени катагенеза в нефтях увеличивается содержание парафинов и метановых УВ, что характерно для фазы затухания нефтеобразования [Конторович, Неручев, 1971]. Вследствие этого в глубоководных горизонтах пермо-триаса с большей превращенностью ОВ есть основания встретить в благоприятных структурно-фациальных условиях чисто газовые скопления нижнего глубинного газообразования.

Литература

- Аммосов И.И., Еремин И.В. Палеотемпература главного этапа нефтеобразования. - В кн.: Проблемы диагностики условий и зон нефтеобразования. М.: Изд. ИГиРИ, 1971, с. 5-18.
- Вассоевич Н.Б. Происхождение нефти. - Вестн. МГУ. Сер. геол., 1975, № 5, с. 3-21.
- Вассоевич Н.Б., Соколов Б.А. Современные достижения в развитии осадочно-миграционной теории образования и накопления нефти и газа. - Изв. вузов. Геол. и разв., 1976, № 5, с. 67-72.
- Конторович А.Э., Неручев С.Г. Катагенез рассеянного органического вещества и нефтегазообразование. - В кн.: Проблема нефтеносности Сибири. Новосибирск: Наука, 1971, с. 51-70.

Допатин Н.В. К определению влияния температуры на катагенетические процессы углефикации и нефтеобразования. — В кн.: Исследования органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1976, с. 361-366.

Мирзоев Д.А., Пирбудагов В.М., Саидова С.А. Рассеянное органическое вещество и геохимические условия образования мезозойских отложений Восточного Предкавказья. — В кн.: Органическое вещество нефтегазопроизводящих пород — основной источник УВ нефти и газа. Ташкент, 1975, с. 233-245.

И. И. Шмайс, Н. А. Амирова

РАССЕЯННОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ОСАДОЧНОГО КОМПЛЕКСА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Изучение рассеянного органического вещества (РОВ) осадочного комплекса Прикаспийской впадины — одного из крупнейших седиментационных бассейнов Советского Союза, имеет важное значение при оценке перспектив нефтегазоносности.

Геохимические исследования, проведенные на геологической основе, могут способствовать правильному выбору направления поисково-разведочных работ.

Прикаспийская впадина геохимически слабо изучена. До настоящего времени не существует единого мнения в оценке способностей основных осадочных комплексов этого региона (как солевых, так и подсолевых) генерировать жидкие и газообразные углеводороды.

В пределах Прикаспийской впадины пробурено большое количество скважин, вскрывших не только надсолевые, но и подсолевые отложения, что дало возможность провести массовые аналитические исследования в геохимической лаборатории кафедры геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений Казахского политехнического института имени В.И.Ленина.

Наиболее древними из исследованных являются породы верхнего девона, представленные карбонатными и терригенными сероцветными морскими отложениями и вскрытые лишь на отдельных бортовых участках впадины (юго-восточная зона Актюбинского Приуралья). Ограниченный аналитический материал, имеющийся по этой части разреза, показывает, что содержание РОВ в верхнедевонских отложениях достигает 3%, а среди соединений, извлекаемых нейтральными растворителями, преобладает смолисто-асфальтовый битумоид.

В каменсугольной части разреза развиты как карбонатные, так и терригенные отложения. В целом для них характерны высокие содержания органического вещества (ОВ) и битумоида. Породы,

изученные по скважинам Остансук П-38, Чапуринская П-17, которые расположены в восточной и северной бортовых зонах соответственно на значительном удалении от центральной части впадины, характеризуются эпигенетической битуминозностью. Фоновые значения хлороформенного битумоида А - ХБ(А) - не превышают здесь 0,02%.

Карбонатные породы каменноугольного возраста содержат сравнительно высокие концентрации ОВ, в среднем превышающие 1%. Этот факт отмечается в связи с тем, что нефтегазоматеринский потенциал карбонатных пород обычно оценивается невысоко, при этом всегда делается упор на низкие концентрации в них РОВ. В данном же случае карбонатные породы обогащены ОВ, что позволяет положительно оценить нефтепроизводящие возможности каменноугольных отложений.

Породы нижнепермского возраста, представленные органогенными известняками и вскрытые в зоне бортового уступа на Гремячинской и Западно-Тепловской площадях, характеризуются содержанием РОВ от 0,5 до 1,2%. В Ветелкинской и Шубаркудукской скважинах, пробуренных во внутренней части впадины, концентрации РОВ в породах значительно выше - до 8,7%. В изученном разрезе породам свойственна как сингенетичная, так и эпигенетичная битуминозность. При этом количество образцов, содержащих эпибитумоиды, возрастает в прибортовых частях впадины. Фоновое значение РОВ в породах раннепермского возраста ниже, чем в отложениях каменноугольного возраста, и составляет 0,5%. Графическая обработка аналитического материала показала, что отношения между содержанием РОВ и битумоидной фракцией отвечают закономерности Успенского-Вассоевича. В целом исходное ОВ подсолевых отложений принадлежит к сапропелевому типу, а степень его преобразования отвечает грациям мезокатагенеза МК₂ и МК₃.

Надсолевой разрез начинается с красноцветных терригенных пород верхней перми, обданных РОВ (фоновое значение 0,05%). Низкие концентрации органического углерода и битумоида, а также окислительная среда, в которой происходило формирование пород, указывают на неблагоприятные условия для накопления и последующего преобразования ОВ.

В песчаных разностях отмечается присутствие легкого, маслянистого, реже маслянисто-смолистого эпигенетического битумоида.

В вышележащих сероцветных и пестроцветных триасовых отложениях фоновое значение РОВ составляет 0,2%. Относительно повышенное содержание РОВ наблюдается в глинистых породах. Проведенные исследования свидетельствуют о высокой степени постседиментационной преобразованности РОВ триасовых отложений, на что указывает почти полное отсутствие гуминовых кислот, повышенный выход битуминозных компонентов и преобладание соединений хлороформенного экстракта над компонентами, извлекаемыми спиртобензолом. К центральной части впадины концентрация РОВ возрастает, условия его накопления и сохранения были здесь более

благоприятными. Углететрографический анализ показал, что степень превращения ОВ триасовых отложений отвечает градации МК₃ мезокатагенеза.

В отдельных образцах раннетриасового возраста (скважины Аралсор СГ-1, Кусанкудук П-35, Хобда ОП-1) отмечается низкое содержание углерода и водорода в битумоиде. Принимая во внимание большие глубины залегания пород, не обязательно связывать пониженные концентрации С и Н с окислением эпибитумоидов. Вполне возможно, что в породах этого возраста содержится высокометаморфизованное ОВ, из которого эмигрировали легкие, низкомолекулярные компоненты.

Нижнеюрские песчано-алевролитовые и глинистые породы распространены локально. В изученных образцах пород установлена высокая эпигенетическая битуминозность. Общее содержание битумоидов в ОВ достигает 22,1%. Характерно преобладание хлороформного экстракта над спиртобензольным. Среднеюрские отложения вскрыты большим количеством скважин, что позволило получить более полную геохимическую характеристику этих отложений. Прежде всего обращает на себя внимания различное содержание ОВ в глинисто-мергельных и песчано-алевролитовых породах. В глинах и мергелях концентрация ОВ колеблется от 1 до 2,8%. Песчано-алевролитовые породы и известняки в большинстве изученных разрезов содержат РОВ от 0,1 до 1%.

Битумоиды глин в основном смолистые, в песчаниках — маслянисто-смолистые и маслянистые. Анализ элементного и группового состава дает возможность сделать вывод о высоком содержании ароматических (?) УВ в составе ХБ(А). Отношение С/Н изменяется от 6,7 до 8,8. Сопоставление результатов исследования хлороформных и спиртобензольных экстрактов из пород, характеризующихся сингенетичной и эпигенетичной битуминозностью, показало значительное их сходство, что, по-видимому, свидетельствует о сингенетичности эпибитумоидов среднеюрской толщи. В верхнеюрских отложениях наиболее типичными были содержания РОВ в пределах 0,74–2,3%, ХБ(А) — 0,01–0,05%. Степень битуминозности менялась от 0,6 до 1,9%.

Породы мелового возраста были изучены в основном по разрезам скважин центральной части Прикаспийской впадины. Концентрация РОВ в них изменяется от 0,3 до 2,25%, ХБ(А) — от 0,006 до 0,06%. С помощью битуминологического анализа устанавливается равномерное распределение эпибитумоидов по алевролитам и глинам. Верхнемеловые породы характеризуются низким содержанием ОВ, в среднем 0,17%, концентрации битумоидов также незначительны — 0,002–0,003%. В карбонатных породах фиксируются еще меньшие содержания РОВ (0,04–0,12%).

Полученный аналитический материал показывает, что с глубиной погружения пород РОВ в них претерпевает значительные преобразования. Изменения происходят в общем составе РОВ, о чем свидетельствует увеличение битумоидного коэффициента, и в состав-

ве синбитумоидов (повышение содержания углерода, увеличение отношения Н/С, снижение суммы гетероэлементов).

На основании приведенных исследований можно сделать выводы о наличии в разрезе Прикаспийской впадины нефтепроизводящих толщ, к которым относятся каменноугольные, нижнепермские, триасовые, среднерусские и нижнемеловые.

Литература

- Вассоевич Н.Б., Абрамсон Б.Я. Критерии для опознания аллохтонных битумоидов в осадочных гонных породах. — В кн.: Геологические исследования на нефть и газ в Волго-Уральской области. М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1964.
- Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. М.: Недра, 1969. 240 с.
- Успенский В.А. Введение в геохимию нефти. М.: Недра, 1970. 312 с.
- Шмайс И.И., Амирова Н.А., Белов Е.В., Гайковой П.Т. К вопросу о нефтематеринских свитах Прикаспийской впадины. — Нефть и газ (Алматы), 1974, № 2.

С. С. Филатов, Р. В. Королева,
Г. И. Дворнина, К. Д. Мелехова

НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА ЛЕНО-ВИЛЮЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Территорию Лено-Вилюйской нефтегазоносной области (НГО) слагают крупные отрицательные структуры — Вилюйская синеклиза и Приверхоянский прогиб, выполненные верхнепалеозойскими и мезозойскими терригенными осадками. В составе этой осадочной толщи выделяются шесть литолого-стратиграфических комплексов, различающихся между собой как строением и условиями формирования, так и нефтегазоматеринским потенциалом.

Отложения верхнепалеозойского седиментационного бассейна, изученные в пределах неполного разреза пермских отложений, представлены песчаниками, чередующимися с пачками алевролитов и аргиллитов, содержащими прослой и линзы углей. Мощность комплекса возрастает с запада на восток от 1–2 до 3–4 км. Накопление пермских осадков совпало с регрессивным этапом позднепалеозойского цикла и протекало в континентальных, реже прибрежно-морских условиях. На изученной территории осадки формировались в обстановке преобладающего восстановительного режима. Наиболее типичны сидикахиты (СК) смешанного алиново-арконового состава (СК_{ад-ар}). В глинистых прослоях часто развиты алиновые (главным образом алфиновые) СК. Средние концентрации $S_{нк}$ составляют 2,24 (аргиллиты) и 0,62% (алевро-песчаные породы). Доката-

генетическое содержание C_{HK} колеблется в пределах 3,8–5,6%, средние значения $XБ(A) = 0,041$ (глины) и 0,024% (песчаники). Величина C/N в элементном составе синбитумоидов колеблется от 8,45 до 9,03, что свидетельствует о циклическом составе битумоидов, значение $N/C_{ат}$ (ω) находится в пределах 0,9–1,45. Содержание углеводородов (УВ) в $XБ(\mu_2)$ составляет 40–50%. В составе $XБ$ фракция метаново-нафтеновых (МН) УВ составляет 45–50%, иногда достигая 50–60%. В строении аренов значительную роль играют как моно-, так и полициклические структуры (последние преобладают). Присутствуют полиядерные арены (в порядке убывания): фенантроновые, нафталиновые, пиреновые, антраценовые, хризеновые. Установлена принадлежность МН УВ к гомологическим рядам от $C_n H_{2n-0,90}$ для алиново-арконовых СК до $C_n H_{2n+0,44}$ для СК_{ар-ал}. Прямая зависимость распределения концентрации C_{HK} и $XБ$ от литолого-фациального типа пород, общий низкий фон значений $\beta_{XБ} = 1,5 - 4,5$, значительное преобладание (>75%) синбитумоидов среди изученных $XБ$ свидетельствуют о доминирующей роли автохтонной битуминозности пород пермского комплекса. Относительное содержание остаточных разностей (СОБ) среди синбитумоидов очень высокое – до 40%, что говорит о высоком нефтематеринском потенциале СК ($P_{HM}^{СК}$) в пермских отложениях.

Залегающий в основании мезозойского разреза нижнетриасовый комплекс на большей части территории сложен пестроцветными осадками (песчаники, алевролиты, глины) лагунных и лагунно-дельтовых фаций. На широтном и меридиональном отрезках Приверхоанского прогиба развиты сероцветные отложения нормально морских фаций. Суммарная мощность разреза нижнего триаса 700–750 м. Геохимические обстановки осадконакопления изменялись от слабовосстановительной до резко окислительной. Преимущественно распространены арконово-алиновые (СК_{ар}–СК_{ал}), а также алиновые СК, главным образом алфинового состава (СК_{алф}). Характерны низкие концентрации C_{HK} , в среднем 0,23 (глины) и 0,12% (алевролиты, песчаники) оксисорбосапропелевых ("оксиалиновых") СК. По нашим данным, глубокой диагенетической переработке подверглось не менее 70% исходного РОВ нижнетриасовых осадков [Филатов, 1972]. Средние концентрации $XБ(A) = 0,019$ (глины) и 0,018% (песчано-алевролитовые породы). C/N колеблется от 7,3 до 8,1, что свидетельствует об алифатичности состава битумоида. Метаново-нафтеновая фракция составляет >80% от $\Sigma УВ$, что отражается в высоком значении отношения МН/А УВ ($K_{ад}$) – до 6. Среди аренов преобладают моноциклические. Фракция МН УВ менее циклична, чем ее аналог в пермских отложениях. Формула гомологического ряда $C_n H_{2n+0,93}$ отвечает алиновому типу СК [Филатов и др., 1976]. Значительные потери исходного РОВ на

стадии диагенеза осадков и небольшая доля СОБ (15–20% от общего количества изученных СБ) свидетельствуют об относительно невысоком $P_{\text{HM}}^{\text{СК}}$ в породах пермского комплекса.

Средне-верхнетриасовый комплекс сложен гравийно-песчаными отложениями с подчиненными прослоями глин и алевролитов, формировавшихся в условиях прибрежной аллювиальной равнины. Мощность отложений колеблется от 400–500 до 1000–1200 м. Седиментация характеризовалась нейтральными и слабовосстановительными, иногда хорошо выраженными окислительными обстановками. На общем фоне СК алиново-арконового типа ($СК_{\text{ал-ар}}$) в глинистых породах заметную роль играют алиновые разности. Средние концентрации S_{HK} невысокие: 0,38 (глины) и 0,25% (песчаники). Содержания ХБ(А) составляют соответственно 0,021 и 0,018%.

Фоновые значения $\rho^{\text{ХБ}}$ не превышают 6–8%. С/Н сравнительно невысокое (до 8,5), что подтверждает заметную роль алиновых компонентов в составе СК. Величина μ_2 варьирует от 31,5 до 53%. Коэффициент $K_{\text{ал}}$ изменяется в зависимости от природы исходного РОВ в достаточно широких пределах – от 0,5 до 2,6.

Среди глинистых и алевро-песчаных пород данного комплекса отмечается незначительное количество как паравтохтонных, так и остаточных битумоидов, что говорит о недостаточной активности нефтеобразующих процессов.

Нижнеюрский комплекс сложен песчаниками, глинами и пачками тонкого переслаивания песчаных и глинисто-алевритовых пород. По фаціальным признакам они относятся к образованиям приморской низменности или морского мелководья (существенно песчаная толща J_1^{1+2} мощностью 200–650 м) и относительно глубоководного морского бассейна (глинистая толща $J_1^3 - J_2$ мощностью 40–70 м). Геохимические обстановки изменялись от нейтральной и слабоокислительной до восстановительной. По всему разрезу доминируют алиновые и алиново-арконовые СК в сорбированной и детритной форме; при этом алины преимущественно распространены среди морских глинистых осадков $J_1^3 - J_2$. Здесь главную роль играет алифиновый тип СК. Концентрации S_{HK} составляют в среднем 0,84 (глины) и 0,42% (алевролиты, песчаники). Докатагенетические значения S_{HK} достигают 4–5,5%. Содержание ХБ 0,026 и 0,028% соответственно. Битумоидный коэффициент изменяется, как правило, от 1–1,5 до 6,0%, за исключением ореолов повышенной битуминозности, где в песчаниках значения $\rho^{\text{ХБ}}$ достигают 25% и более. С/Н изменяется от 7,5 до 8,2; величина ω – в пределах 1,2–1,7. В составе битумоида преобладают МН УВ при ошутимом (35–40%) содержании ароматической фракции, представленной преимущественно би- и полиядерными соединениями, что подтверждает значительную роль высокоциклизированной ароматики в составе УВ битумоид-

ных компонентов сравнительно высоко концентрированного, слабо окисленного на стадии диагенеза РОВ алинового типа. Среди полиядерных аренов распознаются ката-аннелированные УВ, которые по концентрациям располагаются в ряду: C_{A_7} фенантроновые $\approx C_{A_7}$ нафталиновые $> C_{A_7}$ хризеновые $> C_{A_7}$ антраценовые. Из периконденсированных УВ идентифицированы некоторые полиядерные структуры ряда пирена и ряда перилена. Формулы гомологического ряда метано-нефтенной фракции отражают присутствие алфиновых и алциновых компонентов. Относительное содержание СОВ среди изученных синбитумоидов нижнеюрского комплекса достигает 30-35%, что свидетельствует о высоком $P_{HM}^{СК}$.

Средне-верхнеюрский комплекс представлен песчаниками с прослоями и пачками чередования алевролитов и глин, суммарной мощностью от 400 до 800 м. Верхняя часть разреза сложена алеврито-глинистой угленосной толщей. Распространены озерные, озерно-болотные и аллювиально-озерные фации; морские отложения развиты только на меридиональном отрезке Приверхомянского прогиба (нижняя часть комплекса); в них преобладает восстановительная геохимическая обстановка. Континентальным фациям более свойственны слабовосстановительные и окислительные обстановки. Характерно разнообразие генетических типов СК от арконово-алинового до алиново-арконового, с преобладанием СК_{ал-ар}. Средние концентрации C_{HK} в глинах 0,70% (докатагенетические - 1-1,2%), в песчаниках - 0,35%. Содержания ХБ соответственно изменяются от 0,034 до 0,029%.

Верхнеюрско-нижнемеловой комплекс состоит из мощных песчаных слоев, разделенных пачками переслаивания песчаников, алевролитов и глин с углями. Мощность колеблется от 600-1000 м на западе до 3000-3500 м на востоке территории. Отложения комплекса относятся к континентальным фациям аллювиально-озерной равнины. Им свойственна окислительная, часто резкоокислительная (до слабовосстановительной) геохимическая обстановка. Характерно преобладание СК существенно арконового типа с подчиненным развитием алиново-арконовых СК. Концентрации C_{HK} в глинах и песчаниках составляют соответственно 0,6 и 0,4%, ХБ(А) - 0,028 и 0,023%.

В элементном составе синбитумоидов СК пород комплексов $J_2 - J_3$ и $J_3 - K_1$ величины $C/N = 8,8 - 9,5$ и $\omega = 0,8 - 1,0$ свидетельствуют о значительной роли конденсированных ареновых структур. Величина μ_2 относительно невысокая (25-30%). Доля СОВ в ХБ(А) этих отложений составляет не более 15-25%. Таким образом, $P_{HM}^{СК}$ обсуждаемых комплексов уступает $P_{HM}^{СК}$ нижнеюрских отложений.

Как известно, на стадии катагенеза в соответствии с конкретными геологическими условиями совершается генерация микронфти и отторжение ее от материнского вещества. Согласно катагенетической шкале [Вассоевич, 1975] рассматриваемые отложения

находятся в зависимости от глубины погружения осадков в пределах стадий (зон) прото-и/или мезокатагенеза.

Зона протокатагенеза (ПК) распространена до палеоглубин 1,8-2 км, отвечает стадиям углефикации РОВ Б-БД (палеотемпература до 50-60°C) и соответствует зоне слабого уплотнения пород. Глины слабо уплотненные, пластичные, монтмориллонитовые или полиминеральные, с большим содержанием разбухающих компонентов. Песчано-алевритовые породы характеризуются высокими значениями пористости (20-40%), неизменным составом глинистых цементов, слабой упаковкой обломочных зерен. Определяющий процесс изменения на стадии протокатагенеза для СК смешанного состава (СК_{ар-ал} и СК_{ал-ар}), как и в случае "чистых" алинов, сводится к восстановлению унаследованного от предыдущих этапов литогенеза битумоида [Неручев и др., 1972]. В диапазоне глубин 0,5-1,5 км (градации ПК₁-ПК₂, отвечающие степени углефикации РОВ Б₁-Б₂) происходит рост степени восстановленности практически всех битумоидов. Это фиксируется по некоторому возрастанию величин β^{XB} и β^{UV} , сопровождающемуся отсевом гетероэлементов. На подстадии ПК₃ (БД) начинается "покисление" незначительной части битумоидов, выраженное относительным накоплением гетероатомов. Преобразование структуры ОВ на этом этапе сводится главным образом к потере периферических группировок.

С востока на запад, по мере уменьшения мощности мезозойских отложений, в данную зону вовлекаются все более низкие стратиграфические уровни разреза: от верхнемеловых - альбских отложений Линденской, Менгкеринской и Лунхинской впадин до подошвы мезозоя в краевых зонах Лено-Вилуйской НГО вблизи выклинивания триасовых и пермских пород.

Зона мезокатагенеза МК отвечает стадиям углефикации ОВ от Д до К-ОС и диапазону палеоглубин от 2 до 5 км и более. В пределах зоны мезокатагенеза могут быть выделены 3 подзоны.

1. Верхняя подзона, отвечающая градациям мезокатагенеза МК₁-МК₂ (стадии углефикации ОВ Д-ДГ-Г), соответствует диапазону палеоглубин 2-3,5 км и палеотемпературам 50-100°C. Изменение пород в этой подзоне (умеренного уплотнения пород) носит неоднородный, дифференцированный характер. С увеличением глубины их уплотнение существенно возрастает, а пористость сокращается от 20-25 до 10-15% (в песчаниках) и от 15 до 5-7% (в глинах). Глинистые породы при благоприятном исходном составе могут сохранять пластичность и на больших (>3,5-4 км) глубинах. В песчаниках формируются разнообразные по составу вторичные минералы. На этом этапе катагенеза осуществляется процесс деструкции основной части полимерлипидных структур ОВ, происходит наиболее активная генерация битумоидных компонентов РОВ, однако менее ярко выраженная, чем в случае алиновых СК [Генерация углеводородов..., 1976]. Более резко, чем на предыдущем этапе, возраста-

ют величины β^{XB} и β^{UB} . Фиксируется интенсивное новообразование мобильных продуктов катагенеза СК, не компенсируемое процессами эмиграции. В результате такого новообразования возрастает доля МН UB в составе XB(A), т.е. усиливается его алифатичность. Одновременно повышается роль моноароматических и снижается роль полиароматических аренов. Наблюдается более значительный рост содержания в РОВ асфальтово-смолистых компонентов, что связано с влиянием арконовой составляющей РОВ. В обсуждаемой подзоне катагенеза находятся неоконгломератные отложения наиболее глубоких впадин (Лунхинская, Линденская, Менгкеринская), нижнеюрские и триасовые отложения Халчагайского мегавала, нижне-мезозойские-верхнепермские осадки краевых участков Лено-Вилуйской НГО, включая Среднетюнгский, Южно-Быраканский и Баппагайский районы, северный платформенный отрезок Приверхожанского прогиба.

2. Средняя подзона мезокатагенеза отвечает грациям МК₂-МК₃ и стадиям углефикации ОВ Г-Ж в диапазоне погружения осадков 3,5-4,5 км при палеотемпературе 100-135°C (подзона сильного уплотнения пород). В данных условиях распространены породы с плотностью 2,4-2,5 г/см³, пористостью 5-10% и меньше, с незначительным содержанием разбухающих глинистых компонентов. В породах независимо от их исходного состава развиты однообразные вторичные глинистые минералы, в основном хлорит, гидрослюда. Глинистые породы представлены аргиллитоподобными глинами и аргиллитами.

На палеоглубинах 3,5-4,5 км в результате ослабления процессов генерации и развития процессов десорбции подвижных компонентов XB(A) от материнского РОВ эффект первичной миграции становится преобладающим. Эти процессы находят свое отражение в значительном снижении величин β^{XB} и β^{UB} . В процессе десорбции, отрыва от материнского РОВ продуктов его генерации, в первую очередь уходят наиболее подвижные МН UB, что приводит к относительному накоплению ароматической фракции, а в ее составе - полиядерных аренов.

3. Нижняя подзона мезокатагенеза отвечает грациям МК₃-МК₅ (стадии углефикации ОВ Ж-К; в дислоцированных породах передовых складок - до ОС), палеоглубинам больше 5 км и палеотемпературам больше 135°C. Она соответствует подзоне очень сильного уплотнения пород. Характерны породы с плотностью более 2,5 г/см³, пористостью менее 2-5% и очень низким содержанием глинистых разбухающих компонентов вплоть до их полного исчезновения. Глинистые породы из-за полной потери пластичности представлены только аргиллитами. В песчано-алевритовых породах широко развиты вторичные структуры (конформные, регенерационные, мозаичные, кварцитовидные), характеризующие начальный этап метаморфической перекристаллизации. Нижняя подзона МК в отношении РОВ и его битумоидных компонентов для данного региона остается еще неизу-

ченной. По единичным образцам значения $\beta_{ХБ}$ и $\beta_{УВ}$ снижаются еще более резко, чем на предыдущем этапе.

К средней и нижней подзонам мезокатагенеза относятся пермский и нижнемезозойские комплексы наиболее погруженных районов Вилуйской синеклизы, домеловой разрез Лунхинской впадины, а также толща от пермского до нижнемелового возраста включительно, кроме альбских отложений прискладчатой области Приверхоанского прогиба.

Исходное содержание ХБ(А) на этапе наиболее интенсивной генерации составляет около 30% массы РОВ. Величина "чистого" битуминообразования только за счет новообразованных УВ возрастает от 2,5 в интервале глубин 2-2,5 км до 9-12% в интервале 3,5-4 км. Суммарная битуминоотдача составляет от 8 на глубине 2,5 км до 20% на глубине 4 км от общей массы РОВ.

Таким образом, положение ГЗН [Вассоевич и др., 1969; Вассоевич, Неручев, 1977] в разрезе данного региона отвечает интервалу палеоглубин 2-4,5 км в пределах градаций катагенеза МК₁-МК₃. Основные этапы ГФН (подзоны ГЗН) распределяются следующим образом.

1. Начальный этап ГФН (нГФН), соответствующий ГЗ₁Н (градиация катагенеза МК₁), - в интервале глубин 2-2,5 км.

2. Максимальный (основной) этап ГФН (мГФН), соответствующий ГЗ₂Н (градиация катагенеза МК₂), - в интервале глубин 2,5 - 4 км. Подэтап максимальной генерации УВ - на глубинах 2,5 - 3,5 км; подэтап максимальной эмиграции УВ - от 3 до 4 км.

3. Этап затухания ГФН (зГФН), соответствующий ГЗ₃Н (градиация катагенеза МК₃), - на глубинах более 4,5 км.

Очевидно, что верхнепалеозойско-мезозойский терригенный чехол на изученной территории отвечает в большей части своего разреза определенному ряду признаков, характеризующих нефтегазоматеринские отложения. При этом по совокупности геолого-геохимических показателей нижнеюрский и пермский комплексы обладают наиболее высокими $P_{\text{нм}}^{\text{пор}}$. Нижнеюрская толща является "классической" нефтепроизводящей свитой всего мезозойского разреза. Однако на территории Хапчагайского мегавала, наиболее детально изученного в настоящее время, ее $P_{\text{нм}}^{\text{пор}}$ не мог быть реализован в полной мере, поскольку в ходе геологической истории нижнеюрские отложения не достигали ГЗН [Филатов, 1972], оставаясь, таким образом, на этапе потенциально нефтематеринских. Более активно процессы нефтеобразования в породах этого комплекса должны были протекать в глубоко погруженных структурах Вилуйской синеклизы (Линденская, Тангаринская впадины) и на территории северной ветви Приверхоанского прогиба.

Отложения пермского комплекса можно считать основной нефте-

газопroduцирующей толщей Лено-Вилуйской НГО. В пределах Халчагайского мегавала они прошли ГФН в полном объеме (максимальная палеоглубина погружения 4,5 км) и относятся к категории нефтепроизводивших отложений. В Линденской впадине пермская толща погружена на глубину до 5,5 км и, по всей вероятности, достигла уровня ГЗГ (категория бывших нефтематеринских - газопroduцирующих отложений). На территории северной ветви Приверхоанского прогиба отложения пермского комплекса, погруженные на глубину 5,5-6 км, также можно квалифицировать в качестве основного источника газобразных флюидов. В наиболее глубоких впадинах, например Келинской, где глубина погружения пермской толщи составляет 7-8 км, они практически исчерпали свои газопroduцирующие возможности и могут быть отнесены к категории бывших нефтегазоматеринских отложений.

Литература

- Вассоевич Н.Б. Происхождение нефти. - Вестн. МГУ. Сер. геол., 1975, № 5, с. 3-23.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В. Главная фаза нефтеобразования. - Вестн. МГУ. Сер. геол., 1969, № 6, с. 3-27.
- Вассоевич Н.Б., Неручев С.Г. Основные стадии развития терригенных нефтематеринских свит и их диагностика. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики: Тез. докл. М.: Изд-во МГУ, 1977, с. 15-20.
- Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков. Новосибирск: Наука, 1976. 198 с./Авт.: Т.Э.Баранова, С.Н.Белецкая, С.Г.Неручев и др. (Тр. Ин-та геол. и геофиз. СО АН СССР; Вып. 330).
- Неручев С.Г., Успенский В.А., Зеличенко И.А., Шахс И.А. Битумоидные компоненты основных генетических классов рассеянного органического вещества пород и их генерация в процессе катагенеза. - В кн.: Вопросы нефтегазообразования в осадочных бассейнах различного типа и возраста. - Тр. ВНИГРИ, 1972, вып. 310, с. 32-57.
- Филатов С.С. Катагенетические изменения рассеянного органического вещества и битумообразование в терригенных отложениях Лено-Вилуйской газонефтяной области. - В кн.: Вопросы нефтегазообразования в осадочных бассейнах различного типа и возраста. - Тр. ВНИГРИ, 1972, вып. 310, с. 174-184.
- Филатов С.С., Дворкина Г.И., Половникова И.А. К характеристике битумоидов рассеянного органического вещества в верхнепермских и мезозойских отложениях Вилуйской синеклизы и Приверхоанского прогиба. - В кн.: Геологическое строение и вопросы нефтегазоносности Якутской АССР. - Тр. ВНИГРИ, 1976, вып. 335, с. 53-71.

ЗОНАЛЬНОСТЬ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Важнейшей задачей нефтяной и газовой геологии является увеличение прироста запасов и добычи нефти и газа в районах с развитой нефтедобывающей промышленностью, в том числе в европейской части СССР. На это было обращено особое внимание в материалах XXV съезда КПСС¹, на ряде всесоюзных и региональных совещаний геологов, прошедших в последние годы.

Повышение эффективности оценки перспектив нефтегазоносности территорий и, в частности, глубокопогруженных зон осадочно-породных нефтегазоносных бассейнов способно помочь правильно решить эту важную задачу. Одной из важнейших сторон комплексного подхода к решению проблемы прогноза является оценка нефтегазоматеринского потенциала осадочных пород в разрезе бассейнов, выявление возможностей и степени реализации этого потенциала. Нужно сказать, что за последнее десятилетие сделан крупный шаг вперед в деле изучения нефтегазоматеринских отложений.

На изучение нефтегазоматеринских мезозойских отложений Западного Предкавказья серьезное внимание было обращено уже давно, и свой вклад в исследование их внесли крупные коллективы: ВНИГНИ, ИГиРГИ, ВНИГРИ, Краснодарнефть, СевКавНИИгаз, ВНИИГАЗ, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ. Исследования последних лет, проведенные сотрудниками МГУ и КраснодарНИПИнефть (А.Я. Архипов, Ю.И. Корчагина, Е.Н. Болотов, В.С. Котов, А.И. Дьяконов, Н.Е. Митин и др.), были направлены на выяснение нефтегазоматеринского потенциала мезозойских образований, степени и времени реализации этого потенциала с позиций историко-генетического геолого-геохимического метода.

В южной части Западного Предкавказья выделяются два крупных структурных элемента юга Скифской плиты — Восточно-Кубанская впадина и Западно-Кубанский прогиб, разделенные Адыгейским выступом и южной частью Каневско-Березанского вала (Динским валом). Обе эти структурные зоны представляли крупные области прогибания в юрском периоде, в раннемеловую эпоху и позднее — в кайнозое.

В целом по геофизическим данным палеозойские образования складчатого основания Скифской плиты в Восточно-Кубанской впадине находятся на глубинах в 7–8 км, а в наиболее погруженной западной части Западно-Кубанского прогиба — на глубинах более 12 км. Следует отметить, что глубина залегания мезозойских отложений в Восточно-Кубанской впадине сходна с глубинами зале-

¹ Материалы XXV съезда КПСС. М.: Изд-во полит. лит., 1976, с. 177.

гания их на Шапсуго-Апшеронском валу, крупном положительном структурном элементе Западно-Кубанского прогиба. В более южной части, в частности на Ново-Дмитриевской площади, кровля нижнемеловых отложений погружается примерно на 4 км, среднеюрские отложения ориентировочно залегают на глубинах более 8 км; тогда как в Восточно-Кубанской впадине глубины залегания кровли среднеюрских образований не превышают 5 - 5,6 км.

О литологическом составе мезозойских отложений Западно-Кубанского прогиба можно судить, к сожалению, пока лишь на основе изучения их выходов на поверхность на северном склоне мегантиклинория Большого Кавказа и по единичным скважинам (на Генеральской, Абхазской и Арешкинской площадях восточной части Западно-Кубанского прогиба), которыми вскрыты нижнемеловые и частично верхнеюрские отложения. Литологические исследования этих отложений на северном склоне Кавказа были проведены в свое время сотрудниками МГУ (Ю.К. Бурлин), КраснодарНИПИнефть (П.С. Жабрева и др.). Предполагается, что в целом разрез нижне- и среднеюрских образований в Западно-Кубанском прогибе сложен терригенными, преимущественно глинистыми образованиями с прослоями песчаников и алевролитов. Суммарная мощность этих отложений достигает 2-2,5 км.

Нижне- и среднеюрские образования такой же мощности развиты в Восточно-Кубанской впадине, но в бортовых частях впадины мощность их значительно сокращена за счет размыва в начале раннемеловой эпохи. Эти отложения вскрыты в различных частях впадины, в том числе и в наиболее погруженных ее частях на Юбилейной, Темиргоевской и других площадях. Широким развитием в разрезе нижнего и среднего отделов юрской системы в Восточно-Кубанской впадине пользуются глинистые образования преимущественно гидрослюдистого и смешаннослойного состава. Около 2/3 разреза келловейских отложений, мощность которых достигает на ряде площадей 340-370 м, также сложены глинистыми породами.

Вышележащая толща верхнеюрских образований мощностью до 700-800 м сложена карбонатными породами верхнего келловоя - оксфорда - нижнего кимериджа, галогенными образованиями и пестроцветными отложениями кимериджа и титона. Суммарная мощность верхнеюрских отложений в центральных частях впадины, где разрез их представлен полностью, составляет 1000 м и более (на Лабинской площади около 2000 м, за счет резкого увеличения мощности соленосной толщи).

Нижнемеловые отложения Западно-Кубанского прогиба достигают 2000 м мощности и сложены, судя по разрезу Генеральской площади, карбонатными валажкинскими образованиями (около 300 м), глинистой толщей готерива - нижнего апта (800-1200 м) и песчано-глинистыми отложениями верхнего апта - альба, мощностью 400-600 м. В Восточно-Кубанской впадине разрез нижнего мела сокращен: в основном отсутствуют неокимские образования, повсеместно развиты глинистые отложения апта и песчаники с глинами

альбского яруса. Мощность нижнемеловых образований составляет в Восточно-Кубанской впадине 500–550 м, т.е. значительно меньше, чем в Западно-Кубанском прогибе. Нижнемеловые терригенные отложения перекрыты карбонатной толщей верхнего мела небольшой мощности и толщей кайнозойских образований (около 300–3300 м). Мощность же этих образований в центральной и западной частях Западно-Кубанского прогиба достигает 5500 м и более.

Особенности тектонического положения и развития этих двух областей устойчивого прогибания во многом определили специфику палеогеографической обстановки накопления юрских и меловых осадков и рассеянного в них органического вещества (ОВ), его состав, и, в конечном счете, нефтегазоматеринский потенциал этих отложений, время и масштабы реализации этого потенциала, современные термобарические условия нефтегазоматеринских мезозойских отложений. В частности, высокие скорости компенсированного прогибания территории Восточно-Кубанской впадины в юрский период (до 80 м/млн. лет) и Западно-Кубанского прогиба в нижнемеловую эпоху (до 80–90 м/млн. лет) способствовало быстрому захоронению ОВ, созданию сульфидно-сидеритовой геохимической обстановки в осадке. Раннемеловая эпоха на территории Восточно-Кубанской впадины, в отличие от Западно-Кубанского прогиба, характеризуется невысокими скоростями накопления (до 20–23 м/млн. лет) и слабовосстановительными условиями диагенеза осадков.

Исследования рассеянного органического вещества (РОВ) юрских и нижнемеловых отложений, проведенные на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ, в КраснодарНИПИнефти (В.С. Котов), в СевКавНИИгазе и в других организациях, показали, что содержание органического вещества ($C_{нк}$) в юрских глинистых отложениях Восточно-Кубанской впадины, находящихся на разных стадиях катагенеза (от $МК_2$ до $МК_5$), невелико, модальное значение равно 0,5–0,7%, битумоидный коэффициент $\beta^{XB} = 2–4$, содержание углеводородов (УВ) в хлороформном битумоиде не превышает 30–40%, доля ароматических УВ в них колеблется от 30 до 60%. Углеводородный коэффициент μ_3 в 90% случаев характеризуется низкими значениями – не более 5–6%. В нерастворимом ОВ отмечается пониженное содержание водорода (4,2–5,9), величина Н/С составляет 0,6–0,8. Все эти данные позволяют говорить не только об имевшей место эмиграции УВ из материнских пород, но и о преимущественно алино-арконовом составе исходного ОВ. Наличие многочисленных углистых включений в породах нижней и средней юры, обусловленных тем, что осадконакопление в это время происходило в бассейне, окруженном сушей поднятий Каневско-Бережанского вала, Расшеватско-Кропоткинской зоны и зоны Ставропольского поднятия, определяет значительную долю арконовой составляющей в исходном РОВ юрских образований, а это, в свою очередь, определяет пониженный нефтематеринский потенциал этих отложений.

Следует отметить, что состав РОВ юрских отложений Адыгейского выступа, накапливавшихся в условиях более открытого моря, отличается большей долей алиновой составляющей в РОВ. Надо полагать, что в пределах Западно-Кубанского прогиба юрские отложения также могут содержать больше алиновых компонентов в составе РОВ.

Нижнемеловые глинистые отложения в Восточно-Кубанской впадине также характеризуются невысокими содержаниями РОВ (0,7-0,8% на породу) и преимущественно алино-арконовым составом ОВ. В Западно-Кубанском прогибе содержание РОВ изменяется в нижнемеловых отложениях от 0,5 до 5%, и состав исходного ОВ был более благоприятным для развития в соответствующих условиях процессов нефте- и газообразования.

Следует обратить внимание на относительно низкое содержание гетероэлементов в составе ХБ(А) (2-6%), в юрских отложениях Восточно-Кубанской впадины нам не удалось выделить зоны "покисения", хотя анализировалось РОВ различных градаций катагенеза. Видимо, это связано также со спецификой состава РОВ, высокой долей арконовой составляющей. Сходные характеристики ХБ(А) аргиллитов угленосной толщи Донбасса отмечались С.Г. Неручевым и другими авторами.

Таким образом, в целом можно отметить на основе исходного состава РОВ в юрских и нижнемеловых отложениях Восточно-Кубанской впадины их пониженный нефтематеринский потенциал и, вероятно, более высокий нефтематеринский потенциал юрских и нижнемеловых отложений в относительно погруженных зонах Западно-Кубанского прогиба.

Анализ степени катагенеза глинистых отложений мезозоя в различных участках рассматриваемого региона, выполненный на основе замеров современных температур в скважинах, а также по данным о палеотемпературах и по имеющимся результатам определения отражательной способности витринита углистых остатков, показывает, что юрские отложения центральных частей Восточно-Кубанской впадины в настоящее время находятся на стадии позднего мезокатагенеза (градации МК₄ - МК₅), в бортовых частях на стадии среднего мезокатагенеза (МК₃), а на Адыгейском выступе - на более ранней стадии (МК₁ - МК₂). Модели прогрева юрских отложений показывают, что основной объем юрских потенциально нефтематеринских отложений находился в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) уже к концу юрского периода, образовавшиеся в это время жидкие и газообразные УВ могли мигрировать к бортовым частям впадины и были рассеяны и преобразованы в эпоху перерыва в осадконакоплении на границе юрского и мелового периодов, длившегося практически в течение всего неокомского времени.

Последующий этап длительного прогибания (меловой период и кайнозойская эра) привел к тому, что юрские отложения, в значительной мере обедненные ОВ, были введены в главную термокаталитическую зону газообразования, а нижние части разреза к насто-

ящему времени, видимо, уже выведены из нее. Такой историей геологического развития и объясняется преимущественная газоносность Восточно-Кубанской впадины.

О степени катагенеза юрских отложений Западно-Кубанского прогиба можно говорить лишь предположительно. Учитывая сходство развития восточной части прогиба и Восточно-Кубанской впадины в юрский период, можно полагать, что юрские отложения к концу периода также вступили в зону нефтеобразования. Нужно отметить, что эта часть Западно-Кубанского прогиба прогибалась более устойчиво и здесь (о чем можно судить по данным бурения на Генеральской площади) развиты достаточно мощные неокотские отложения, т.е. не было такого перерыва в осадконакоплении, как в Восточно-Кубанской впадине. Некоторые исследователи полагают, однако, что на Шапсуго-Апшеронском валу в это время был перерыв в осадконакоплении, и считают необходимым вести поиски зон стратиграфического несогласия на южном борту этого вала. Однако вопрос об условиях формирования и сохранности залежей нефти и газа в этой зоне еще не решен и требует большего фактического материала.

Нижнемеловые отложения Восточно-Кубанской впадины в наиболее глубоких ее частях достигли градаций катагенеза МК₃, на большей площади территории впадины — градаций МК₁ — МК₂ (рисунк), т.е. только вступают в ГЗН. Мы отмечали выше невысокие показатели содержания РОВ и его алино-арконовый характер, мало благоприятные для образования жидких УВ. Это позволяет объяснить, почему в многочисленных скважинах, которыми вскрыты нижнемеловые отложения, залежей нефти за редким исключением (Тульская площадь) не обнаружено. Поскольку недостаточно развились и процессы газообразования, эта относительно маломощная толща практически не сыграла заметной положительной роли и в формировании газовых скоплений. Большинство исследователей склонны справедливо считать основным источником газообразных УВ в известных месторождениях этого региона юрскую терригенную толщу.

В Западно-Кубанском прогибе нижнемеловые отложения в настоящее время находятся на градациях катагенеза от МК₃ до МК₅, т.е. на стадии максимального развития ГФН и ГФГ. Более благоприятные, чем в Восточно-Кубанской впадине, условия для нефте- и газообразования подтверждаются рядом газовых и газокоэффициентных месторождений на складчатом борту Западно-Кубанского прогиба.

В результате сравнительного анализа двух рассмотренных районов Западного Предкавказья можно сделать вывод о большей перспективности на нефть и газ мезозойских отложений, особенно нижнемеловых, в восточной части Западно-Кубанского прогиба по сравнению с Восточно-Кубанской впадиной, где, однако, также не исчерпаны возможности обнаружения газовых и газоконденсатных скоплений в подсолевой юрской толще. Это подтверждается, в част-

Мегантиклинарий
Большого Кавказа

Западно-Кубанский прогиб Динский вал Восточно-Кубанская впадина

Расшеватско-Кро-
поткинская зона
поднятий

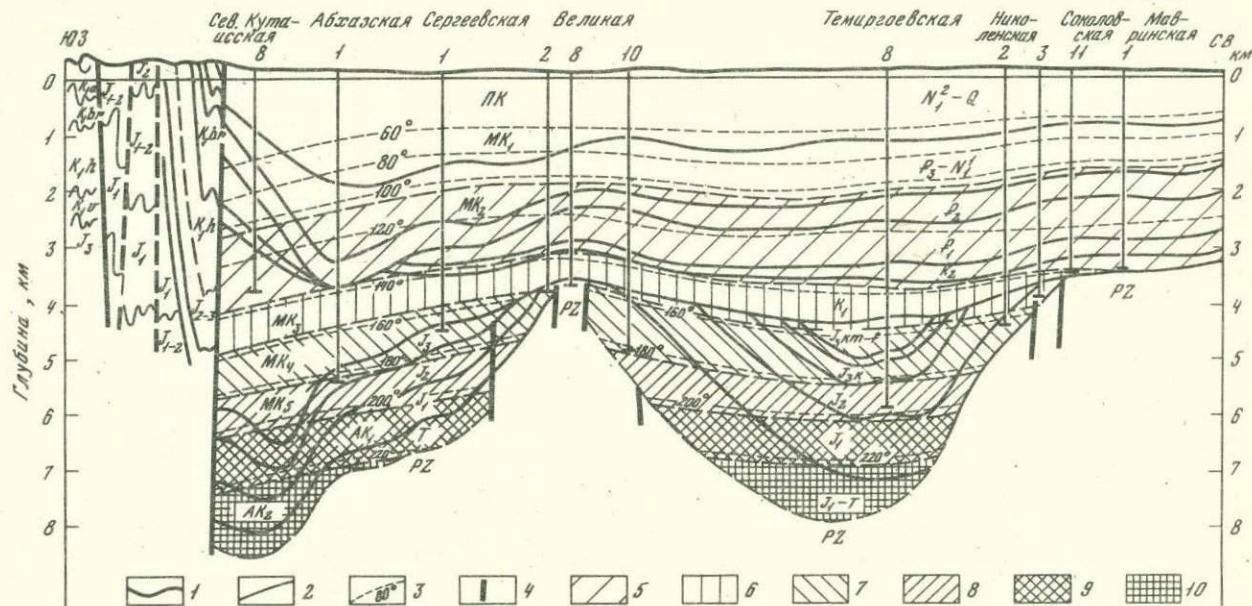


Схема вертикальной зональности катагенеза мезозой-кайнозойских отложений Азово-Кубанского бассейна (составлена с использованием данных В.И. Ермакова, П.А. Карпова, Н.П. Гречишников)

1, 2 - границы: 1 - стратиграфические, 2 - зон катагенеза; 3 - палеогеоизотермы, °С; 4 - разрывные нарушения; 5-10 - зоны катагенеза: 5 - МК₂, 6 - МК₃, 7 - МК₄, 8 - МК₅, 9 - АК₁, 10 - АК₂

ности, фонтаном газа на Кошехабльской площади из келловейских отложений с глубины более 5 км, из пород, расположенных в ГЗГ, и открытием Кузнецовского газового месторождения.

Важной задачей являются поиски зон, благоприятных для нефтегазонакопления, как в том, так и в другом регионах. В Восточно-Кубанской впадине КраснодарНИПИнефть рекомендует в качестве возможных объектов поисков месторождений газа и газоконденсата Кузнецовско-Спокойненскую, Западно-Вознесенскую и Кошехабльскую зоны: в Западно-Кубанском прогибе — Шапсуго-Апшеронскую зону.

При исследовании мезозойских отложений Восточно-Кубанской впадины нами были сделаны приблизительные подсчеты возможной генерации газа в юрских отложениях в кайнозойский этап развития территории. В тех термобарических условиях, в которых сейчас находятся юрские отложения, в водах пород-коллекторов может раствориться подавляющее количество этого газа, из части которого, находившейся в свободном состоянии, сформировались известные и еще не открытые залежи. Что же касается нижнемеловых отложений этой впадины при их относительно небольшом объеме, то генерация газа происходила в масштабах, значительно меньших, чем может быть растворено в подземных водах этих отложений.

В заключение следует еще раз подчеркнуть не раз высказывавшееся мнение, что успехи осадочно-миграционной теории генезиса нефти и газа сыграли и еще сыграют большую роль в научном обосновании поисковых работ на нефть и газ в нашей стране.

Л. В. Шаронов

НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ В СОСТАВЕ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

В результате рассмотрения основных этапов формирования газо-нефтяных месторождений северной части Волго-Уральского бассейна можно сформулировать следующие основные выводы относительно положения нефтематеринских свит в системе литолого-стратиграфических комплексов (ЛСК) этого бассейна.

Одной из главных особенностей геологического развития территории, обусловившей формирование нефтематеринских свит, было чередование талассо- и геократических эпох.

Талассократическими на изучаемой территории были эпохи существования седиментационных бассейнов и формирования литолого-стратиграфических комплексов осадочного выполнения современного Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. Во время главных талассократических эпох образовались основные литолого-стратиграфические комплексы — рифейский, вендский, средне-позднепалеозойский и мезозойский.

Во время геократических эпох, которые были инфильтрационными стадиями развития бассейна, происходило уничтожение или закарстовывание верхних частей ЛСК и инфильтрация поверхностных вод в глубокие недра. Главными геократическими эпохами на рассматриваемой территории были предвендская, раннепалеозойская, раннемезозойская и кайнозойская. На большей части Волго-Уральского бассейна две последние эпохи составляли одну непрерывную мезозойско-кайнозойскую геократическую эпоху.

На протяжении каждой из главных талассократических эпох происходили относительно более быстрые, хотя и не повсеместные, смены морского режима континентальным. Поэтому каждый из главных ЛСК оказался состоящим из меньших ЛСК, разделенных перепадами меньшего масштаба и длительности.

Повторение талассократических эпох имело чрезвычайно важное значение для формирования газонефтяных месторождений. Оно обусловило многократное образование нефтематеринских свит и, следовательно, многократное повторение фаз нефтеобразования и формирования залежей нефти и газа. Поскольку нефтеобразование всякий раз начиналось при достижении нефтематеринскими свитами данного ЛСК достаточно больших глубин, то главными эпохами нефтеобразования были позднерифейская, поздневендская и позднепалеозойская.

Смена талассократических эпох геократическими имела большое значение еще и потому, что она обусловила, во-первых, формирование водонапорной системы Волго-Уральского артезианского и нефтегазоносного бассейна и, во-вторых, закономерное положение в разрезе нефтематеринских свит. Известно, что каждый ЛСК состоит из трансгрессивной и регрессивной серий осадков. Трансгрессивная обычно сложена в основании терригенными породами, выше — глинистыми и еще выше — карбонатными; регрессивная — имеет обратный порядок наложения. В результате многократного наложения трансгрессивных и регрессивных серий осадков образовалась мощная и сложная, но единая в гидродинамическом отношении водонапорная система современного Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. Латерально проводящими пластами артезианской системы стали песчаные и алевроитовые пласты трансгрессивных и регрессивных серий (пашийская, нижнекыновская, бобриковская, нижнегульская, верейская), водоупорами послужили нефтематеринские глинистые и карбонатно-глинистые внутренние пачки серий. Вертикально проводящими были карбонатные толщи, особенно подверженные развитию трещин и карстовых полостей (верхнедевонско-турнейская, визейско-башкирская, московско-верхнекаменноугольная, нижнепермская).

Другой главной особенностью геологического развития территории, обусловившей размещение и формирование месторождений нефти и газа, было существование и взаимовлияние на протяжении почти всего протерозоя и палеозоя двух крупнейших элементов земной коры — Уральской геосинклинали и Русской платформы. Они

определили структуру и развитие исследуемой территории как единого Волго-Уральского артезианского и нефтегазоносного бассейна и размещение нефтематеринских свит в его плане. Центральное-Уральское поднятие, бывшее все время либо сплошным, либо островной сушей, стало восточным обрамлением бассейна с минимальной площадью и мощностью развития материнских пород. Миогеосинклинальный желоб, располагавшийся к западу от Центрально-Уральского поднятия, стал самой глубокой частью бассейна. Здесь-то и формировался наибольший объем нефтематеринских пород. Пологий восточный склон Русской платформы, то заливавшийся мелким морем, то полностью или частично осушавшийся, стал западным подводным или островным обрамлением бассейна. Площадь и мощность развития материнских пород здесь были значительными, но меньшими, чем в глубоком миогеосинклинальном желобе.

В пределах каждой из трех основных геологических структур развивались положительные и отрицательные структуры низших порядков — своды, впадины, выступы, седловины и т.д. Унаследованное развитие таких структур продолжалось менее длительное время (период или несколько периодов). Участки наибольшего погружения или опускания со временем смешались и даже претерпевали инверсию, благодаря чему литолого-фациальные комплексы и главных и меньших талассократических эпох не полностью перекрывали друг друга, а зоны наиболее мощного развития осадков не совпадали в плане. Так образовалось гетерогенное осадочное выполнение Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

Вследствие смещения сводов и впадин в тектоническом плане размыв ЛСК, слагавших поверхность территории в геократические эпохи, происходил неравномерно, что еще более усилило гетерогенность осадочного выполнения бассейна. Наиболее глубоко размывались осадки на сводах и выступах. В миогеосинклинальном же прогибе геократические эпохи не всегда сопровождалась осушением территории и размывом отложившихся раньше осадков.

Существование миогеосинклинального прогиба обусловило образование в нем, а иногда (поздний девон, ранний карбон) и во внутриплатформенных впадинах, весьма специфических относительно глубоководных, глинисто-кремнисто-карбонатных отложений доманикового типа, которые с наибольшим основанием можно считать нефтематеринскими. Такие отложения развиты не только в семилукском горизонте, но имеют широкое стратиграфическое распространение, прослеживаясь более или менее четко от граптолитовых сланцев силура до темных кремнецветных, битуминозных и глинистых известняков нижней перми.

Вследствие наиболее глубокого погружения миогеосинклинальный прогиб и крупные внутриплатформенные впадины были не только местом накопления нефтематеринских толщ, но и местом превращения их в толщи нефтепроизводящие, т.е. были нефтесборными площадями Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

Современная нефтегазоносность Волго-Уральского бассейна

обязана главным образом позднепалеозойскому этапу нефтеобразования и формирования залежей, когда произошло замыкание Уральской геосинклинали, образование Уральского хребта и глубокого Предуральского прогиба, в котором нефтематеринские свиты почти всего палеозоя стали нефтепроизводившими.

В девонском терригенном литолого-стратиграфическом комплексе зоны нефтегазонакопления образовались на склонах Башкирского свода и на крупных выступах типа Краснокамско-Полазнинского. Зонами нефтегазонакопления в нижне- и среднекаменноугольных коллекторских пластах стали системы структурных ловушек, обязанные своим происхождением облеканию крупных рифогенных массивов верхнедевонского и турнейского возраста, которые образуют борта Камско-Кинельской впадины и крупные массивы внутри нее. Именно в таких ловушках образовались месторождения нефти в Пермской области и Удмуртской АССР.

Однако это нефть лишь двух ЛСК, а их, как было сказано выше, образовалось несколько, в том числе такие мощные комплексы, как рифейский и вендский. Исходя из теоретических представлений о цикличности образования ЛСК и закономерном их строении, которое предполагает наличие нефтематеринских свит в их составе, следует ожидать открытия промышленной нефтеносности и в них.

Третьей главной особенностью геологического развития территории, обусловившей переформирование ранее образованных месторождений и создание новых, были изменения геологической структуры, произошедшие во время альпийского тектогенеза.

Территория Волго-Уральского нефтегазонасного бассейна представляла в то время единую эпигерцинскую платформу, которая, однако, существенно по-разному была деформирована альпийскими тектоническими движениями. Урал, Предуральский прогиб и восточный край Русской платформы были наиболее приподняты. В результате произошло омоложение рельефа горного Урала и Западного Приуралья. Более западные участки платформы поднялись меньше, равномернее и спокойнее, хотя и здесь в какой-то мере оживлялись древние разломы, создавая тектоническую трещиноватость осадочного выполнения Волго-Уральского нефтегазонасного бассейна.

Все преобразования геологической структуры привели к нарушению герметичности покрышек залежей нефти и газа, образовавшихся раньше в девонском и нижнекаменноугольном ЛСК, к перетоку нефти из этих залежей в вышележащие отложения и к образованию залежей в турнейских, средне- и верхнекаменноугольных и нижнепермских коллекторских пластах.

На западном склоне Урала, как на территории, подвергшейся наибольшему тектоническим преобразованиям, многие залежи были полностью или частично разрушены, о чем свидетельствуют многочисленные выделения углеводородных, сероводородных и других газов и высокоминерализованных вод. Однако в менее деформированной восточной части Предуральского прогиба многие залежи сохранились, что доказано открытием Бухаровского и Кедровского

месторождений, а также притоками нефти на Всеволодо-Вильвинской и Кизеловской антиклиналях.

Необходимо еще раз подчеркнуть, что, поскольку альпийские движения были наиболее поздними, вызванные ими преобразования залежей выглядят самыми "свежими" и тем самым создают впечатление единого альпийского акта формирования вообще всех газонефтяных месторождений. Однако многократность образования нефтематеринских толщ, их глубокого погружения и создания проводящих и изолирующих толщ, структурных и других ловушек, как показывает приведенный материал, говорит о многократности образования месторождений нефти и газа на протяжении чрезвычайно длительной и сложной истории геологического развития Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

З. В. Кабанова, Г. Г. Браславская

СООТНОШЕНИЕ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ, КОЛЛЕКТОРСКИХ И ЭКРАНИРУЮЩИХ ТОЛЩ В МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ТУРАНСКОЙ ПЛИТЫ

Прямая связь размещения месторождений нефти и газа и распределения нефтегазоматеринских, коллекторских и экранирующих толщ в осадочном чехле молодых плит является в настоящее время аксиомой для геологов. В статье показана эта связь на конкретном примере — распределении газовых месторождений в мезозойских отложениях Туранской плиты, в которых сосредоточены основные запасы нефти и газа в этом регионе.

На Туранской плите зоны преимущественного газо- и нефтенакпления четко разграничены между собой. Основной газодобывающей областью является Амударьинская впадина. К зоне преимущественного нефтенакпления в пределах плиты относятся Южно-Мангышлакский прогиб и западная часть Северного Устюрта — Южно-Бузачинский прогиб, Северо-Бузачинское поднятие, Арстановская терраса.

Основным генерирующим комплексом для рассматриваемой территории большинством исследователей принято считать нижне-среднеюрские отложения. Эти угленосные и субугленосные терригенные формации, накапливавшиеся как в морских, так и в континентальных условиях, характеризуются значительным обогащением органическим веществом (ОВ) и являются предметом пристального изучения в течение многих лет [Перспективы . . . , 1971; Ермаков, Кабанова, 1975 и др.]. Катагенетическая преобразованность этих отложений колеблется от градаши ПК₃ до АК₃. Расчет газового баланса с учетом количественной и качественной характеристик, а также степени катагенеза ОВ показывает, что даже при учете всех возможных потерь генерированных углеводородов вполне достаточно

для образования выявленных нефтегазовых месторождений как в самих нефтегазопродуцирующих, так и в гидродинамически связанных с ними вышележащих отложениях. Однако наблюдается тяготе-ние нефтяных и газовых скоплений к областям, где имеются повышенные суммарные количества ОВ. Интересно отметить, что повышенное содержание ОВ в келловей-оксфордских карбонатных и апт-альбских терригенных отложениях совпадает с расположением газовых месторождений в этих же образованиях. Так, все верхнеюрские газовые и газоконденсатные залежи Чарджоуской ступени и Бешкентского прогиба расположены в зоне содержания ОВ до 0,8-1% и более. Основные месторождения в апт-альбских отложениях - Газли на Бухарской ступени и Жоласкан-Дунга на Южном Мангышлаке - приурочены к зонам, где содержание ОВ во вмещающих породах превышает 1%. По-видимому, это связано с тем, что вмещающие породы в этих случаях должны рассматриваться как дополнительный источник питания для формирования в них месторождений газа.

Фиксируется преобладание сапропелевой составляющей в более мористых отложениях и связь с ними преимущественно нефтеносных и нефтегазоносных территорий и комплексов, а в континентальных (за исключением отдельных типов бассейновых формаций) и прибрежно-морских - соответственно преобладание гумусовой составляющей и распространение в областях развития этих формаций зон преимущественного газоаккумуляции. В областях со смешанным типом ОВ встречаются все разновидности скоплений углеводородов, хотя преобладание гумусового или сапропелевого вещества во многих районах приводит к преобладанию соответственно газовых или нефтяных залежей. Это относится в основном к терригенным отложениям. Территории с повышенным содержанием ОВ смешанного типа в келловей-оксфордских карбонатных отложениях совпадают с зонами развития газоконденсатных месторождений. В этих зонах в состав продуцирующих отложений входят не только нижне-среднеюрские субугленосные и угленосные, но и верхнеюрские карбонатные образования.

На Туранской плите развиты как терригенные, так и карбонатные коллекторские толщи примерно в равном соотношении. Нефтяные залежи приурочены в основном к первым, газовые и газоконденсатные встречаются и в тех, и в других. С нефтегазопродуцирующим нижне-среднеюрским комплексом связаны преимущественно нефтяные скопления Южного Мангышлака и Бузачинского района. Основной экранярующей толщей здесь являются глинисто-карбонатные отложения келловей-оксфордского возраста, мощность которых меняется от 37,5 м на Дунгинском месторождении до 115 м на площадях Дошкала, Биринжик. Отдельные глинистые прослои меньшей мощности в отложениях байосского, батского и келловейского ярусов играют роль экранов при распределении углеводородов внутри месторождений. В более молодых отложениях отмечены единичные газовые залежи, покрышками для которых являются нижнеальбские

глинистые или верхнесеноман-туронские мергелисто-глинистые образования. Отличительной особенностью этих преимущественно нефтеносных территорий является отсутствие главных для всей основной территории Туранской плиты экранов — верхнеюрского эвапоритового и альбского глинистого.

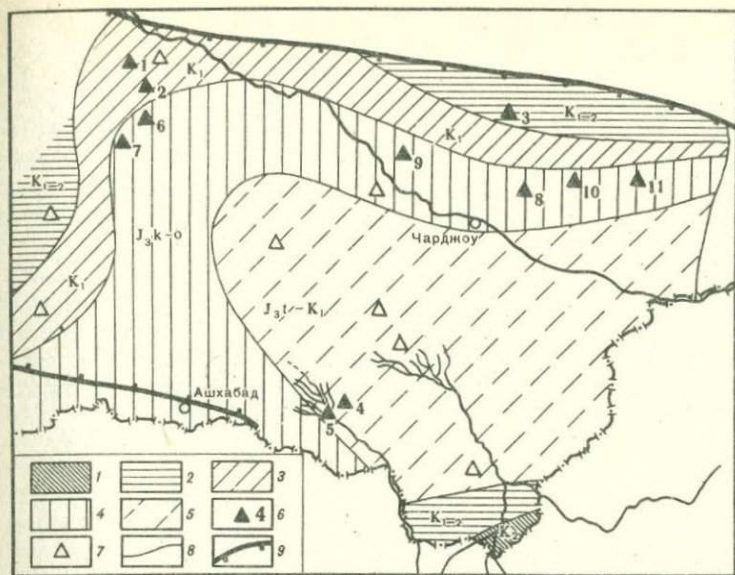
Основные газовые месторождения Амударьинской впадины и ее бортовых частей связаны со следующими формациями [Браславская, Кабанова, 1975]: 1) верхней частью карбонатной оксфорд-киммериджской, 2) песчаной пачкой готеривского возраста, расположенной в средней части красноцветно-терригенной формации (кызылташская свита), 3) песчаными прослоями преимущественно аптского или сеноманского возраста внутри терригенной глауконитовой формации. Две первые формации содержат 80% выявленных запасов газа в регионе. Экранирующими отложениями для этих залежей соответственно являются: кимеридж-титонская эвапоритовая формация; барремские пестроцветные глины; региональные глинистые покрывки нижне-среднеальбского и верхнесеноман-туронского возраста.

Распределение выявленных газовых месторождений, приуроченных к определенным стратиграфическим комплексам или формациям, на территории Амударьинской впадины подчинено закономерностям, отраженным на рисунке. В центральной части впадины газоносными являются континентальные красноцветные песчано-алееритовые породы — "шатлыкский" горизонт (месторождения Шатлык, Теджен, Байрам-Али, Кели, Карабиль и др.). Улучшение коллекторских свойств этих пород в центральной части территории их распространения объясняется увеличением степени сортировки песчаных частиц, связанной с длительным перемещением от удаленных областей сноса.

Иное распределение терригенных пород с различными коллекторскими свойствами наблюдается в вышележащих апт-альбских отложениях. Во время их накопления окаймляющая суша характеризовалась выровненным рельефом и давала меньше терригенного материала. Частицы песчаной размерности редко достигали центральных районов бассейна и накапливались в его периферийных частях, к которым и приурочена зона распространения газовых месторождений, связанных с этими отложениями (месторождения Ачак, Наип и более мелкие). Между ними располагается зона приуроченности основных запасов газа к верхней части оксфордской карбонатной толщи (месторождения Шуртан, Зеварды, Гугуртли, Самантепе, Кирпичли и др.), в которой широко развиты биогермные, а возможно, и рифовые постройки.

Самую внешнюю по отношению к впадине зону составляет территория, где месторождения газа приурочены к верхнемеловым отложениям (сеноманским терригенным или более молодым карбонатным) — Бухарская ступень (месторождение Газли и более мелкие), Кушкинская зона поднятий.

Таким образом, зональность формационно-стратиграфической



Стратиграфическая зональность распределения выявленных газовых месторождений в мезозойских формациях Амударьинской впадины

1-5 - основные газосодержащие формации: 1 - верхнемеловая карбонатная, 2 - алт-сеюманская терригенная, 3 - валанжин-барремская терригенная, 4 - титон-нижнемеловая красноцветная терригенная, 5 - келловей-оксфордская карбонатная; 6 - газовые месторождения (1 - Ачакское, 2 - Напское, 3 - Газлинское, 4 - Шатлыкское, 5 - Тедженское, 6 - Северо-Балкуинское, 7 - Кирпичлинское, 8 - Самантепинское, 9 - Гугуртлинское, 10 - Зевардинское, 11 - Шурганское); 7 - прочие газовые месторождения; 8, 9 - границы: 8 - выделенных зон, 9 - Туранской плиты

приуроченности газовых залежей имеет концентрический характер, где более молодые газосодержащие формации занимают внешние приподнятые зоны Амударьинской впадины, а более древние - внутренние погруженные. Появление газосодержащих готервских отложений в центральных районах впадины связано, скорее всего, с миграционными процессами, причем проводящими путями для углеводородов служили зоны крупных тектонических нарушений.

Выявленная эмпирическая закономерность позволяет рассчитывать, что самая древняя из рассмотренных - ниже-среднеюрская нефтегазопроизводящая формация содержит значительные запасы газа в центральных районах Амударьинской впадины. Это предположение подтверждается прогнозируемой характеристикой ОБ в этих отложениях. Применяя метод аналогий, можно предположить, что они содержат большие количества ОБ гумусового ряда или, пользуясь рекомендуемыми Н.Б. Вассоевичем и С.Г. Неручевым

[1977] терминами, сидикахитов арконового типа. Рассчитанная для этих отложений степень катагенеза ОВ ($МК_4-АК_2$) показывает, что они уже прошли главную фазу нефтеобразования (ГФН) и находятся в нижней зоне газообразования [Вассоевич, 1975 и др.].

Таким образом, в настоящее время в центральных районах Амударьинской впадины идет процесс преимущественного газообразования и здесь следует рассчитывать на открытие новых газовых, а в Верхнеюрских карбонатных отложениях — и газоконденсатных месторождений. Наличие мощной и надежной эвапоритовой покрывки, образовавшейся вскоре после накопления нефтегазогенерирующих отложений и существовавшей в то время, когда они проходили ГФН, могло обеспечивать сохранность и нефтяных залежей в течение всего времени после их формирования, хотя, судя по предполагаемому составу ОВ, здесь возможна в основном генерация природного газа.

Литература

- Браславская Г.Г., Кабанова З.В. Закономерности размещения крупных газовых месторождений и формационный анализ мезозойских отложений Узбекистана и Восточной Туркмении. — В кн.: Геология, поиски и разведка газовых месторождений. М.: ВНИИГАЗ, 1975, с. 47–55.
- Вассоевич Н.Б. Происхождение нефти. — Вестн. МГУ. Сер. геол., 1975, № 5, с. 3–23.
- Вассоевич Н.Б., Неручев С.Г. Основные стадии развития терригенных нефтематеринских свит и их диагностика. — В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики: Тез. докл. М.: Изд-во МГУ, 1977, с. 15–21.
- Ермаков В.И., Кабанова З.В. Масштабы накопления угольного вещества и генерации газов в мезозойских отложениях молодых плит. — Тр. ВНИГНИ, 1975, вып. 175 (геохим. сб. 10), с. 69–81.
- Перспективы поисков газовых месторождений в угленосных толщах Советского Союза. Тематический научно-технический обзор, М.: изд. ВНИИЭГАЗ-пром, 1971, 61 с./Авт.: В.Г. Васильев, В.И. Ермаков, Н.Д. Елин и др.

Б. П. Назаревич, И. А. Назаревич, Т. Н. Волнова

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА И СТРОЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД НИЖНЕ-СРЕДНЕТРИАСОВОЙ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКОЙ ТОЛЩИ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

При выяснении условий генерации углеводородов (УВ) следует обращать внимание на детальное изучение состава и строения глинистых пород, которые можно рассматривать в качестве аккумулятора и носителя основных количеств рассеянного органического вещества (РОВ), служащего предшественником жидких и газообраз-

ных углеводородов в континентальном секторе стратисферы [Вас-
сович и др., 1975].

Состав и строение любой глинистой породы являются интеграль-
ным выражением следующих процессов: 1) формирования исходного
глинистого вещества, контролируемого палеогеографической обста-
новкой осадконакопления; 2) преобразования тонкодисперсного ма-
териала в ходе диагенеза и катагенеза под воздействием непрерыв-
но меняющихся термодинамических условий; 3) постоянного взаи-
модействия на всех этапах и стадиях диагенеза и катагенеза мине-
ральной массы осадка, формирующейся из него породы и содержаще-
йся в них органического вещества (ОВ). Поэтому при изучении
глинистых пород в интересующем нас аспекте важно установление
критериев выделения в их составе и особенностях строения при-
знаков, обязанных своим возникновением каждой из перечисленных
групп процессов. Ясно, что собственно литологическое изучение гли-
нистых пород может пролить свет лишь на разграничение "унасле-
дованных" (т.е. связанных со стадией седиментогенеза) черт и
приобретенных в ходе катагенеза особенностей, тогда как раскры-
тие характера и результатов взаимодействия минеральной массы
и ОВ должно опираться на сопоставление результатов литологичес-
ких исследований и геохимического изучения органической состав-
ляющей породы.

Объектом исследования выбраны нижне- (молодежинская свита)
и средне- (кизлярская свита и нижняя подсвита закумской свиты)
триасовые отложения Восточного Предкавказья. По ряду геохими-
ческих параметров эти отложения многими исследователями [Ро-
дионова, Окунькова; 1971; Бурштар и др., 1972; Атанасян, 1975;
Мирзоев, Джаларидзе, 1976 и др.] относятся к одной из основных
нефтегазопроизводящих толщ Восточного Предкавказья. В составе
перечисленных подразделений глинистые породы представлены мно-
гими текстурно-структурными и генетическими типами. Заметно
неодинаковы и их распределение по разрезу и форма образуемых
ими тел.

Так, молодежинская свита представляет собой монотонно пост-
роенную известняково-аргиллитовую толщу — ее породообразующими
компонентами служат карбонатный (известковый и в гораздо мень-
шей степени доломитовый) материал и тонкодисперсная глинистая
масса, различные соотношения которых приводят к обособлению
прослоев глинистых, карбонатных и смешанных по составу карбонат-
но-глинистых пород. Отличительными чертами всех типов пород
являются их сероцветная окраска (преимущественно в темно-серые
и черные тона) и существенное преобладание слоистых образований
над породами с массивным однородным или скрытослоистым сло-
жением.

В разрезе доминируют аргиллиты, образуя значительные по мощ-
ности слои, четко обособленные от прослоев известняков, а также
в виде тончайших прослоев участвуя в строении известково-глинис-
тых пород с тонкопараллельной ритмичной слоистостью. Среди ар-

гиллитов часты тонкоотмученные разности, тонкодисперсная масса которых совершенно лишена кластической примеси и лишь слегка обогащена известковым материалом, редкими зернами пирита, и, как правило, интенсивно "пропитана" гелефицированным ОВ, обуславливающим темно-серую или черную окраску. Более распространены аргиллиты грубопелитового строения, в которых собственно глинистая масса, составляющая от 50-60 до 80-90% их объема, обогащена весьма тонкозернистым (менее 0,01 мм) кварцевым материалом, имеющим, по-видимому, смешанное происхождение (сильно раздробленный терригенный материал и аутигенные новообразования). Большинство таких аргиллитов насыщено пылевидным растительным детритом, а также и тонкозернистым пиритом, образующим псевдоморфозы по раковинным и растительным остаткам и микроконкреционные стяжения. Для большинства аргиллитов характерна существенная карбонатизация. Чаше всего это примесь известкового материала, равномерно рассеянного по глинистой массе или же образующего гнезда и послойные сгущения. Реже отмечаются порфиридные выделения ромбоэдров тонкозернистого доломита на фоне микрозернисто-пелитоморфных агрегатов кальцита. Помимо зернистого карбонатного материала, иногда наблюдаются органогенные фрагменты - обызвествленные спиккулы, панцири остракод, детритные фрагменты иглокожих и т.п., а также кальцитовые глобулы, по всей вероятности органогенного происхождения.

В фацциально-генетическом отношении отложения молодежнинской свиты отвечают образованиям умеренно глубоководного морского бассейна нормальной солености. Массовое развитие пород с тонкой первично-горизонтальной слоистостью и микрослоистостью указывает на накопление осадков в спокойной гидродинамической обстановке, не подверженной действию волнений. Монотонный характер строения разреза свидетельствует о стабильности условий осадконакопления, обуславливавшей попеременное осаждение существенно глинистых и известковых илов. Значительная глубина бассейна, временами, возможно, обеспечивающая некомпенсированную седиментацию, и практически полное отсутствие подачи в бассейн обломочного материала способствовали обогащению накапливающихся осадков РОВ и возникновению резко восстановительной среды осадконакопления и диагенеза.

Кизлярская свита имеет двучленное строение: нижняя ее часть представляет доломитово-известняковую пачку с резко подчиненными прослоями аргиллитов, верхняя - алевролитово-аргиллитовую с редкими прослоями песчаников и известняков. Подавляющему большинству аргиллитов, как и всем остальным типам пород, свойственна сероцветная окраска, но в отличие от молодежнинской свиты здесь преобладают светло-серые и зеленовато-серые разности, в верхах свиты отмечены редкие прослои коричневатого-красных аргиллитов. Примерно равным развитием пользуются породы массивного однородного сложения и слоистые (микро- и тонкослоистые, редко-тонкокослоистые) разности. Среди аргиллитов кизлярской

свиты редки тонкоотмученные разности. Для подавляющей их части содержание тонкодисперсного глинистого материала колеблется от 50–60 до 80–90%; такие аргиллиты в той или иной степени обогащены мелкообломочным материалом преимущественно алевроитовой размерности, представленным кварцем и единично полевыми шпатами. Наряду с равномерным распределением обломочного материала во вмещающей глинистой массе часто наблюдается его концентрация в виде гнезд, либо же послыльных скоплений.

Широко распространены аргиллиты с примесью известкового, реже — доломитового или известково-доломитового материала. Пелитоморфный или микрозернистый карбонатный материал равномерно насыщает глинистую массу, а также обособляется в виде гнезд или же округлых комочков пелитоморфного строения, беспорядочно рассеянных по породе. Часто аргиллиты содержат одновременно как обломочный, так и карбонатный материал. Из примесей, не имеющих породообразующего значения, обнаруживаются мелкие раковинные остатки, углефицированный растительный детрит, характерно обилие микрокрекций тонкозернистого пирита. Редкие красноцветные разности обязаны своей окраской насыщению глинистой массы тонкораспыленными гидроокислами железа.

Строение кизлярской свиты, особенности слагающих ее пород и характер содержащихся в них органических остатков указывают на значительные колебания условий осадконакопления. Нижняя половина свиты — это отложения мелководного морского бассейна с соленостью, лишь временами отклонявшейся от нормальной, в котором чередовалось накопление существенно карбонатных и органично-карбонатных илов, в отдельные моменты сменявшееся осаждением глинистого материала. Переход от преимущественно карбонатного осадконакопления к осадчению глинистых, известково-глинистых илов и обломочного материала отражает постепенное сокращение размеров седиментационного бассейна, сопровождавшееся нарастающим его опреснением. Осцилляции глубины бассейна вызывали чередование спокойной и гидродинамически активной обстановок накопления осадков, что в свою очередь определяло неустойчивость физико-химических условий в осадке: восстановительная и слабо восстановительная среда время от времени сменялась окислительно-восстановительной, а иногда и окислительной обстановками.

Нижняя подсвита закумской свиты сложена неупорядоченным чередованием обломочных (песчаников и алевролитов) и глинистых пород. Ее аргиллиты представлены красноцветными и сероцветными разностями. Для первых характерно постоянное обогащение разнозернистым алевроитовым и песчаным материалом, причем наиболее распространены переходные к глинистым алевролитам разности. Лишь иногда отмечается насыщение карбонатным материалом (кальцитом, доломитом или же их смесью), обычно равномерно распределенным по породе и в отдельных случаях образующим линзовидные сгущения. Также характерно интенсивное насыщение глинистой массы тонкораспыленными гидроокислами железа, часто

образующими коллоидные ооидные выделения. Сероцветным ар- гиллитам свойственно меньшее обогащение обломочным материалом, имеющим, как правило, мелкоалевритовую размерность. Среди них часты и тонкоотмученные разности, а также породы с обильным насыщением глинистой массы тонкораздробленным кварцевым мате- риалом. Чаше отмечается обогащение пелитоморфным или микрозер- нистым кальцитом. Второстепенными компонентами сероцветных аргиллитов служат редкие раковинные остатки, а также и выделения пирита в виде округлых микроконкреционных сростков и рассеянных изолированных зерен.

Отложения нижней подсвиты закумской свиты формировались в обстановке дальнейшего (по сравнению с кизлярским временем) сокращения и опреснения седиментационного бассейна и распадаenia его на ряд изолированных лагуи, постепенно заполнявшихся терри- генным материалом. С этим было связано чередование слабо восстановительных и окислительных условий осадконакопления, а обедненность осадка ОВ способствовала сохранению этих условий и в диагенезе.

Дифрактометрическим изучением коллоидных фракций глинистых пород ниже-среднетриасовой толщи установлено присутствие в их составе каолинита, хлорита, гидрослюда и целой гаммы смешанно- слойных образований. Не останавливаясь на диагностике таких обычных для глинистых пород компонентов, как каолинит, хлорит и гидрослюда, отметим лишь некоторые их особенности и рассмот- рим характерные признаки отдельных представителей группы сме- шаннослойных образований. В подавляющем большинстве исследо- ванных пород отмечается присутствие каолинита и хлорита. Диф- фрактометрическая характеристика каолинита во всех случаях его обнаружения не дает оснований для выделения каких-либо его разновидностей. Иначе обстоит дело с хлоритом — наряду с массо- вым распространением хлорита магнезиально-железистой разновид- ности в единичных случаях устанавливается присутствие другой его разновидности, характеризующейся на исходной дифрактограмме отражениями 14,2; 7,08 и 3,54 Å, изменяющимися после насыщения этиленгликолем свой профиль (14,2 → 15,2–15,5 и 7,08 → 7,7 Å) и исчезающими после обработки теплой HCl. Эти особенности свидетельствуют [Милло, 1964] о присутствии в незначительном ко- личество триоктаэдрического хлорита с частичным содержанием разбухающих слоев, т.е. разбухающего хлорита (рис. 1, 1).

Встреченная в большинстве аргиллитов гидрослюда во многих случаях характеризуется низким совершенством структуры, о чем свидетельствует морфология рефлексов (001) — широкие основания пикув, закругленная или зубчатая вершина, более пологая правая ветвь рефлекса по сравнению с левой. Эти признаки указывают [Звягин, 1964] на присутствие незначительных количеств смешан- нослойных компонентов и позволяют отнести гидрослуду к ее так называемой "гидратированной" [Mac Ewan, 1949] разновидности.

Гораздо чаще на дифрактограммах исходного образца фиксируется интенсивный рефлекс со значениями $10,0-10,1 \text{ \AA}$, осложненный в правой ветви рефлексами от $10,2-10,5$ до $12,0 \text{ \AA}$. После насыщения образца этиленгликолем возникает ряд рефлексов в области от $9,8$ до $13,0 \text{ \AA}$. Подобная картина (см. рис. 1, I) отвечает совместному присутствию в тонкодисперсной массе гидрослюдой и смешаннослойного минерала гидрослюдисто-монтмориллонитового состава. Последний характеризуется содержанием разбухающего компонента — пакетов монтмориллонита, определяемым по диаграмме Ч. Уивера [1962] в 20 или 30%.

В отдельных образцах смешаннослойные образования обнаруживаются вне ассоциации с гидрослюдой как обособленной минеральной фазой. На исходной дифрактограмме (см. рис. 1, III) отвечает интенсивный широкий рефлекс с зубчатой вершиной в области $11,0-11,7 \text{ \AA}$, а также более слабый рефлекс в области $3,25-3,32 \text{ \AA}$. После обработки этиленгликолем вместо рефлекса $11,0-11,7 \text{ \AA}$ появляются слабые отражения в области $9,6-9,8 \text{ \AA}$ и несколько более сильный рефлекс со значением $14,7 \text{ \AA}$; одновременно резко усиливается рефлекс $3,33 \text{ \AA}$. После прокаливании образца до 600°C возникает серия симметричных рефлексов $10,0$; $5,0$ и $3,35 \text{ \AA}$. Эти особенности дают основание считать, что разбухающая фаза представлена монтмориллонит-гидрослюдистым смешаннослойным образованием с содержанием разбухающих пакетов, судя по наличию на дифрактограммах насыщенного этиленгликолем образца рефлексов со значениями $9,6-9,8$ и $14,7 \text{ \AA}$, равным 40–50% [Уивер, 1962].

Помимо смешаннослойных образований монтмориллонит-гидрослюдистого состава в единичных случаях устанавливаются и другие типы смешаннослойных минералов, причем, как правило, они обнаруживаются в известковых аргиллитах либо же в тонкодисперсном материале глинистых известняков. Первый из них (см. рис. 1, IV) фиксируется на исходных дифрактограммах интенсивным рефлексом с пилообразной вершиной в интервале $10,0-10,7 \text{ \AA}$, распадающимся после насыщения этиленгликолем на серию менее интенсивных рефлексов $9,6$, $9,8$; $11,7$; $12,6$ и $13,5 \text{ \AA}$. Это указывает на беспорядочное чередование слоев с различным содержанием (20–30–40%) пакетов монтмориллонита. После прокаливании при 600°C пик смешается до $9,5-10,0 \text{ \AA}$ и становится асимметричным за счет пологого наклона в сторону малых углов с зубчатой профилем в интервале $12,0-13,5 \text{ \AA}$. Это указывает [Уивер, 1962] на присутствие небольшого числа слоев хлоритового компонента и позволяет отнести данный минерал в целом к смешаннослойным образованиям хлорит-монтмориллонит-гидрослюдистого состава.

Еще один тип смешаннослойного минерала (см. рис. 1, V) характеризуется на исходной дифрактограмме серией рефлексов $28,5$; $14,2$; $9,8$ и $7,2 \text{ \AA}$. После обработки этиленгликолем возникают рефлексы $31,5$ и $15,2 \text{ \AA}$, остальные же оказываются размытыми. После прокаливании сохраняется только рефлекс $11,94 \text{ \AA}$. Эта

характеристика позволяет отождествить данный минерал с корренситовым образованием [Коссовская, Соколова, 1972]. В некоторых случаях (см. рис. 1, VI) на исходной дифрактограмме в области 10 \AA отражения гидрослюда присутствуют рефлексы $10,0$; $11,0$ и $12,6 \text{ \AA}$, из них два последних не меняются после всех обработок. Это указывает, по-видимому, на примесь смешаннослойного минерала хлорит-гидрослюдистого состава [Милло, 1964].

Наконец, укажем на обнаружение в редких случаях в составе тонкодисперсного материала компонента (см. рис. 1, VII), характеризующегося на исходной дифрактограмме рефлексами $11,6$ - $12,6 \text{ \AA}$, смещающимися после насыщения этиленгликолем до $17,5 \text{ \AA}$ и приобретающими после прокалывания величину $9,82 \text{ \AA}$. Такая картина указывает предположительно на присутствие монтмориллонитового образования в качестве обособленной минеральной фазы. Это образование, вероятно, близко к Na-монтмориллониту, характерным признаком которого является величина (001), равная $12,4 \text{ \AA}$ (Рентгеновские методы..., 1965).

В распределении перечисленных минеральных компонентов (рис. 2, I) и образуемых ими ассоциаций (см. рис. 2, II) по разрезу, а также в приуроченности их к отдельным типам пород (таблица) выявлены следующие особенности. Среди аргиллитов молодежнинской свиты в 50% исследованных образцов состав тонкодисперсной массы определяется одновременным присутствием гидрослюда и смешаннослойных гидрослюдисто-монтмориллонитовых образований с количеством разбухающих межслоевых промежутков от 20 до 30%. В отдельных случаях указанный смешаннослойный минерал частично или полностью замещается смешаннослойными образованиями хлорит-гидрослюдистого или хлорит-монтмориллонит-гидрослюдистого типа. В единичных случаях в глинистой массе господствует только один минерал - "гидратированная" гидрослюда, либо же смешаннослойный гидрослюдисто-монтмориллонитовый минерал с содержанием разбухающих пакетов до 40-50%. Компонентами-примесями аргиллитов молодежнинской свиты служат каолинит, встреченный в 69% исследованных образцов, и магнетитно-железистый хлорит - в 38% образцов. Указанными соотношениями определяется резкое преобладание аргиллитов (свыше 80%), состав которых отвечает группе смешаннослойно-гидрослюдистых ассоциаций, и эпизодическая встречаемость глинистых пород, в которых отсутствуют либо смешаннослойные образования (группа гидрослюдистых ассоциаций), либо - гидрослюда (группа смешаннослойных ассоциаций). Четкая взаимосвязь между минеральным составом глинистого материала и степенью карбонатизации глинистых пород проявляется в приуроченности хлорит-гидрослюдистых и хлорит-монтмориллонит-гидрослюдистых смешаннослойных образований к сильно известковым аргиллитам, а также в появлении в глинистом материале известняков упорядоченного смешаннослойного минерала корренситового типа.

Аргиллиты кизлярской свиты характеризуются тем же набором

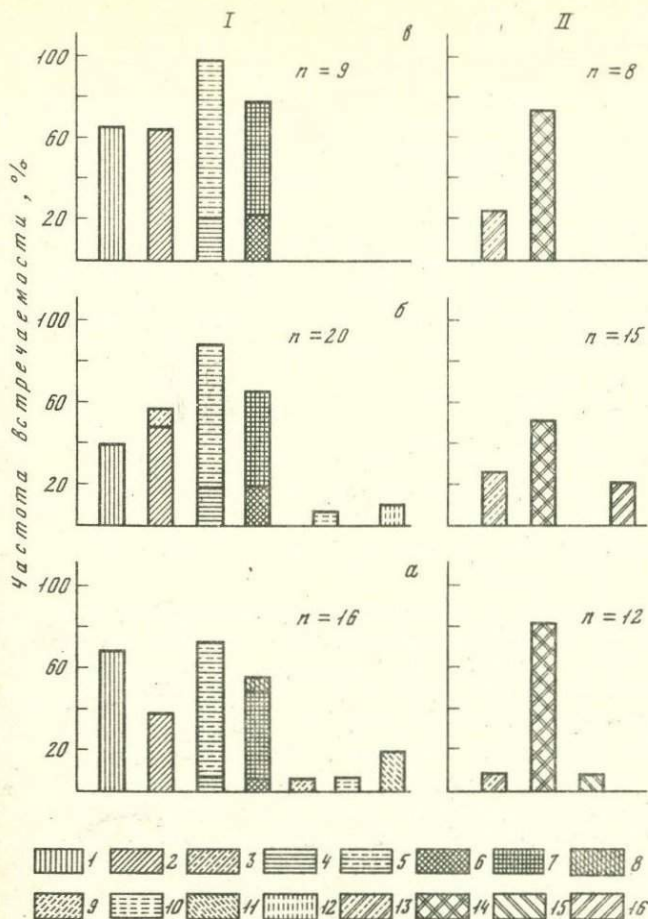


Рис. 2. Распределение и частота встречаемости глинистых минералов и их ассоциаций в нижне-среднетриасовых отложениях Восточного Предкавказья

I - глинистые минералы; II - ассоциации глинистых минералов
 а-в - свиты: а - молодежчинская, б - кизлярская, в - закумская
 1-12 - глинистые минералы: 1 - каолинит, 2 - хлорит, 3 - разбухающий хлорит, 4, 5 - гидрослюда (4 - при отсутствии смешаннослойных минералов); 5 - совместно со смешаннослойными минералами), 6-8 - смешаннослойные минералы типа монтмориллонит-гидрослюда (количество разбухающих пакетов: 6 - <20%; 7 - 20-30%, 8 - 40-50%), 9-11 - смешаннослойные минералы (9 - хлорит-гидрослюда; 10 - хлорит-монтмориллонит-гидрослюда; 11 - корренсит); 12 - монтмориллонит; 13-16 - группы ассоциаций глинистых минералов: 13 - гидрослюдистая, 14 - гидрослюдисто-смешаннослойная, 15 - смешаннослойная, 16 - каолинитовая; n - количество исследованных образцов

Распределение ассоциаций глинистых минералов в ниже-среднетриасовых глинистых и карбонатных породах

Свита	Ассоциации							
	гидрослюдистая		гидрослюдисто- смешаннослойная		смешаннослойная		каолинитовая	
	Породы							
	глини- стые	карбо- натные	глини- стые	карбо- натные	глини- стые	карбо- натные	глини- стые	карбо- натные
Закумс- ская	++	Не обн.	+++	+	Не обн.	Не обн.	Не обн.	Не обн.
Кизляр- ская	++	Не обн.	+++	++	Не обн.	Не обн.	++	++
Молодеж- нинская	+	Не обн.	+++	+	+	++	Не обн.	Не обн.

Примечание. +++ - преобладают, ++ - часто встречаются, + - эпизодически встречаются.

минералов, что и у аргиллитов молодежнинской свиты, но соотношения между отдельными минералами здесь существенно иные. Доминирующими компонентами тонкодисперсной массы наряду со смесью гидрослюда + смешаннослойные гидрослюдисто-монтмориллонитового состава часто становятся "гидратированная" гидрослюда и каолинит, хлорит же по-прежнему играет роль примеси. С отмеченными колебаниями связано своеобразие набора ассоциаций глинистых минералов кизлярской свиты - при сохранении преобладающей роли представителей группы гидрослюдисто-смешаннослойных ассоциаций (53%) широкое развитие получают аргиллиты, тонкодисперсный материал которых отвечает гидрослюдистой (27%) и каолинитовой (20%) группам ассоциаций. Это - вторая особенность кизлярской свиты, поскольку молодежнинской свите свойственно резкое преобладание одной минеральной разновидности аргиллитов при подчиненном развитии глинистых пород иного минерального состава.

При сопоставлении минерального спектра аргиллитов и глинистой составляющей известково-глинистых и карбонатных пород выявляется, во-первых, появление компонентов-примесей, не встреченных в аргиллитах, - разбухающего хлорита и смешаннослойного хлорит-монтмориллонит-гидрослюдистого минерала. Подобное обогащение глинистой массы карбонатных пород по сравнению с аргиллитами уже отмечалось для молодежнинской свиты. Во-вторых, существенным отличием глинистой составляющей карбонатных и известково-глинистых пород кизлярской свиты служит появление совершенно не свойственных аргиллитам минеральных сочетаний, как, например, представителей группы каолинитовых ассоциаций, в

которых существенную роль в качестве самостоятельной минеральной фазы играет монтмориллонит, близкий к натровой разновидности, второстепенной же примесью является хлорит.

Тонкодисперсный материал аргиллитов закумской свиты характеризуется сокращением набора минеральных компонентов и однообразием их соотношений. В его составе господствует смесь гидрослюд и смешаннослойного гидрослюдисто-монтмориллонитового минерала и редко отмечаются аргиллиты, в глинистой массе которых преобладает "гидратированная" гидрослюда. В качестве примесей отмечаются каолинит и хлорит. По соотношению перечисленных компонентов большинство аргиллитов (75%) относится к гидрослюдисто-смешаннослойной группе ассоциаций и лишь в ограниченном числе случаев тонкодисперсный материал отвечает гидрослюдистой группе ассоциаций.

Выявленные различия в минеральном составе глинистых пород ниже-среднетриасовой толщи могут быть сопоставлены в первую очередь с изменениями обстановок осадконакопления. Так, ограниченность набора минеральных ассоциаций глинистых пород молодежнинской свиты, равно как и монотонность строения ее разреза, связаны, по всей вероятности, со стабильностью условий умеренно глубоководного морского бассейна нормальной солености со спокойной гидродинамической обстановкой седиментации. В противоположность этому относительное разнообразие минеральных типов аргиллитов кизлярской свиты и дифференцированность ее разреза служат отражением заметных колебаний обстановки осадконакопления на фоне направленного ее изменения от условий мелководного морского бассейна с близкой к нормальной соленостью к обстановке сокращающегося в размерах и постепенно опресняющегося бассейна с нарастающим поступлением обломочного материала. Наконец, наибольшая для всей ниже-среднетриасовой толщи обедненность глинистого материала нижней подсвиты закумской свиты минеральными индивидуумами и однообразие образуемых ими ассоциаций могут, очевидно, рассматриваться как результат упрощения состава осадков, вызванного продолжавшимся в начале закумского времени процессом сокращения и опреснения бассейна осадконакопления и распада его на ряд изолированных лагун.

Обращает на себя внимание спорадическое появление в глинистом материале молодежнинской и кизлярской свит таких образований, как корренсит, разбухающий хлорит, смешаннослойные хлорит-гидрослюдистого и хлорит-монтмориллонит-гидрослюдистого состава и отчетливая их связь с обогащением глинистой массы карбонатным материалом. Первый из перечисленных минералов рассматривается А.Г. Коссовской [Коссовская, Соколова, 1972] и В.Д. Шутовым [1975] как индикатор аутигенного минералообразования терригенно-эвапоритовых комплексов. Разбухающий хлорит и минералы хлорит-вермикулит-монтмориллонитовой группы А.Г. Коссовская считает характерными компонентами глинистых ассоциаций солоноватоводных водоемов. Обнаружение корренсита в отложениях нор-

мально морского бассейна, вероятно, свидетельствует о возможности его образования и при иной физико-химической обстановке (заметим, что А.Г. Коссовская отмечает возможность формирования корренсита в широком диапазоне условий и указывает на необходимость установления значения и пределов параметров этих условий). Более важным для нас обстоятельством является тот факт, что спорадичность и незначительность в количественном отношении появления указанных минеральных образований может считаться показателем зачаточности аутигенного минералообразования в глинистых породах молодежнинской и кизлярской свит. Это позволяет сделать предположение, что наблюдаемый состав аргиллитов молодежнинской, кизлярской и тем более закумской свит в существенной мере отражает первичный состав исходной тонкодисперсной взвеси (за вычетом наложенного преобразования в ходе катагенеза).

Особое положение в данном отношении занимает каолинит. В случае нахождения каолинита в морских отложениях его обычно относят к обломочным минералам. Но, как отмечает А.Г. Коссовская [Коссовская, Соколова, 1972, с. 234], "...приуроченность каолинита к сероцветным породам... морского комплекса, часто очень сильно обогащенным пиритом и органическим веществом, дает основание предположить возможность его аутигенного возникновения". В пользу этого предположения свидетельствует присутствие в нижней половине кизлярской свиты оолитовых известняков, в которых тонкочешуйчатый каолинит заполняет выщелоченные у некоторых оолитов ядра, а также часть промежуточных, разделяющих оолиты. Таким образом, каолинит в аргиллитах молодежнинской и нижней части кизлярской свиты имеет, вероятно, преимущественно аутигенное происхождение, в составе же верхней части кизлярской свиты и нижней подсвиты закумской свиты, возможно, также присутствует и обломочный каолинит.

Попытаемся теперь оценить степень соответствия наблюдаемого состава глинистых пород ниже-среднетриасовой толщи первичному составу исходного глинистого материала. Отложения этой толщи залегают на глубинах от 3,4-3,6 до 5-5,5 км в зоне действия температур от 135-140 до 175-180°C. Выполненная нами ранее [Назаревич и др. 1978] реконструкция стадияльного состояния ниже-среднетриасовых пород Восточного Предкавказья показывает, что степень их измененности и содержащегося в них ОВ отвечает грациям катагенеза от МК₄₋₅ до АК₁₋₂.

В связи с этим обратим внимание на особенность минерального состава глинистого материала пород ниже-среднетриасовой толщи, заключающуюся в массовом развитии монтмориллонит-гидрослюдистых смешаннослойных образований с содержанием разбухающего компонента 20 или 30% и лишь эпизодическую встречаемость в ассоциациях монтмориллонита и смешаннослойных образований с количеством пакетов монтмориллонита около 40-50%. Отмеченное обстоятельство позволяет предположить, что современный минеральный состав глинистого материала можно рассматри-

вать как обедненный или реликтовый, поскольку условия осадконакопления и такие черты строения разреза молодежинской и кизлярской свит, как наличие редких прослоев пирокластических пород, дают основание допустить существенную роль в накапливающихся осадках монтмориллонитовой составляющей. Трансформация исходного тонкодисперсного материала привела к значительному упрощению его состава за счет преобразования монтмориллонита и смешаннослойных образований с высоким содержанием разбухающего компонента в смешаннослойные и гидрослюдисто-смешаннослойные образования с количеством межслоевых промежутков разбухающего типа не свыше 20–30%. Эта минеральная фаза, как отмечает В.Д. Шутов [1972], является чрезвычайно стабильной в широком диапазоне термодинамических условий и только лишь на "...уровне, совпадающем с развитием углей марки Т (что как раз и отвечает градициям катагенеза АК₁₋₂ - Б.Н., И.Н., Т.В.), ... смешаннослойные образования гидрослюда - монтмориллонит практически исчезают" [Шутов, 1972, с. 141].

Таким образом, катагенетическое преобразование пород до уровня, отвечающего началу стадии апокатагенеза (АК₁₋₂), не стирает основных особенностей исходного минерального состава тонкодисперсного материала глинистых пород, хотя и приводит к значительному его упрощению и обеднению. Даже при столь значительной преобразованности явственно сохраняются (как бы "просвечивают" сквозь нее) важнейшие черты специфики условий осадконакопления и седиментационно-диагенетического аутигенного минералообразования. Неустойчивость исходного глинистого вещества обуславливает процесс минерального саморазвития (в том числе и в результате взаимодействия с ОВ), направленный в сторону приспособления его компонентов к условиям последовательно нарастающих температуры и давления.

Литература

- Атанасян С.В. Некоторые геолого-геохимические критерии поисков нефти в триасовых отложениях Восточного Предкавказья. - В кн.: Геологические критерии поисков залежей нефти и газа в мезозое Предкавказья. М.: ИГиРГИ, 1975, с. 40-49.
- Бурштар М.С., Родионова К.Ф., Милешина А.Г., Окунькова Ф.Е. Геохимические особенности пород и нефтей триаса Восточного Предкавказья. - Тр. ВНИГНИ, 1972, вып. 120, с. 49-63.
- Вассоевич Н.Б., Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е. Роль глин в нефтеобразовании. - Сов. геология, 1975, № 3, с. 15-29.
- Звягин Б.Б. Электронография и структурная кристаллография глинистых минералов. М.: Наука, 1964. 282 с.
- Зхус И.Д., Саркисян С.Г., Макарова Л.В., Власова Л.В. Глинистые минералы терригенных отложений. М.: Наука, 1977. 115 с.
- Коссовская А.Г., Соколова Т.Н. Граувакки красноцветной формации Оренбургского Приуралья. - В кн.: Граувакки. М.: Наука, 1972, с. 232-322. (Тр. ГИН АН СССР; Вып. 238).

- Милло Ж. Геология глин. Л.: Недра, 1964. 359 с.
- Мирзоев Д.А., Джапаридзе А.И. Органическое вещество, его битумоидные компоненты и степень преобразования их при катагенезе. — В кн.: Исследование органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1976, с. 261-269.
- Назаревич Б.Н., Назаревич И.А., Стафеев А.Н. История нефтидогенеза в мезозойских отложениях Восточного Предкавказья. — В кн.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978, с. 218-228.
- Рекшинская Л.Г. Изменение глинистых минералов в породах каменной свиты в эпигенезе. — Минерал. сб. Львов, гос. ун-та, 1973, № 27, вып. 2, с. 172-178.
- Рентгеновские методы изучения структуры глинистых минералов. М.: Мир, 1965, 599 с.
- Родионова К.Ф., Окунькова Ф.Е. Минералого-геохимические материалы к оценке нефтематеринских свойств триасового комплекса Восточного Предкавказья. — В кн.: Проблемы нефтегазоносности пермских и триасовых отложений Предкавказья. Махачкала, 1971, с. 16-17.
- Уивер Ч.Е. Распространение смешаннослойных глинистых минералов и их определение в осадочных породах. — В кн.: Вопросы минералогии глин. М.: ИЛ, 1962, с. 342-368.
- Шутов В.Д. Граувакки карагандинской угленосной формации. — В кн.: Граувакки. М.: Наука, 1972, с. 30-104. (Тр. ГИН АН СССР; Вып. 238).
- Шутов В.Д. Минеральные парагенезисы граувакковых комплексов. М.: Наука, 1975. 110 с. (Тр. ГИН АН СССР; Вып. 278).
- Mac Ewan D.M.C. Interpretation of X-ray diagrams of soil clays. J. Soil Sci., 1949, 1, p. 90-103.

Н. П. Фадеева

**РАССЕЯННОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО
НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД
ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА**

Нефтематеринские свойства осадочных пород в первую очередь определяются фациально-генетическим типом рассеянного органического вещества (РОВ) [или сидикахитов (СК, по терминологии Н.Б. Вассоевича)], захороненного в них. В случае концентрированных разностей (угли, сланцы) установление типа СК не вызывает значительных затруднений. В нефтематеринских породах сидикахиты находятся главным образом в дисперсно-сорбированном состоянии. В этом случае определение типа вещества возможно лишь на основе комплексного химико-петрографического и физического изучения как всего РОВ в целом, так и отдельных его фракций.

Нами изучалось нерастворимое в органических растворителях вещество (НОВ), составляющее в балансе СК 75-90% и являющееся безусловно сингенетичным вмещающей породе. Это обстоятельство позволяет отводить НОВ ведущую роль в определении фациально-генетического типа СК. Исследования последних лет по-

казали, что основным источником нефтяных углеводородов являются полимерлиидные компоненты СК, входящие в состав его небитуминозной части. В процессе катагенеза под влиянием различных абигенных факторов (в первую очередь температуры) происходит молекулярная перестройка НОВ, ведущая к образованию жидких и газообразных углеводородов.

Комплексное исследование НОВ было проведено нами для кайнозойских отложений Западно-Кубанского прогиба, в котором породы почти всех стратиграфических единиц можно отнести к разряду нефтематеринских, в той или иной мере реализовавших свой потенциал. Большая часть изученного разреза, от верхнего эоцена до плиоцена включительно, сложена морскими глинами, в разной степени карбонатными. На протяжении всей кайнозойской эры в пределах современного Западно-Кубанского прогиба существовали благоприятные климатические и геохимические условия, способствовавшие накоплению и сохранению значительного количества РОВ, — в карбонатно-глинистых породах всего кайнозойского разреза содержание $C_{орг}$ превышает кларковые значения. Обилие ОВ создавало восстановительные, а в отдельных случаях (эоцен, олигоцен, миоцен) резко восстановительные обстановки в диагенезе. Среди форм железа преобладают закисные, в составе которых основную роль играет силикатное и карбонатное (33–82%), а также пиритное (30–64%) железо. Степень окисленности (сО) ОВ сравнительно невысока, сО колеблется от -0,03 до -0,29. Редукционные потери ОВ в анаэробный период диагенеза относительно невелики: минимальные значения (23%) характерны для отложений кумской свиты эоцена, максимальные (46%) — для карагана. Отсутствие ярко выраженных закономерностей в изменении содержания аутигенно-минералогических форм железа и серы, концентраций РОВ и его диагенетических потерь на большей части прогиба, по-видимому, свидетельствует о сходных условиях образования РОВ, существовавших в различных участках прогиба в кайнозойскую эру. Менее благоприятная геохимическая обстановка была свойственна прибрежным районам, где наряду с восстановительными условиями имели место и слабовосстановительные.

Петрографическое изучение РОВ в шлифах вмещающих пород позволило обнаружить характерную особенность кайнозойских отложений Западно-Кубанского прогиба, заключающуюся в резком преобладании сорбированной формы ОВ и почти полном отсутствии детритной. Сорбированное ОВ в породах окрашивает их обычно в желтовато-бурый цвет, интенсивность которого зависит от концентрации СК. В шлифах вмещающих пород практически невозможно определить его морфологические особенности. Наличие сорбированного ОВ в породах подтверждается аналитическим определением $C_{орг}$ в них. Детритное ОВ составляет обычно 1–2, реже 5%. Большая его часть встречается в виде линзовидных, линзовидно-прерывистых прожилков, располагающихся по слоистости пород, реже сгустков, природу которых установить не удается. В проходящем свете

они имеют желтовато-бурый, красновато-коричневый цвет, в ультрафиолетовом — не люминесцируют. Почти все прожилки пиритизированы. По-видимому, они представляют собой слои минеральной части породы, обогащенные разложившимся ОВ. Кроме этой формы, детритное ОВ представлено также раковинами фораминифер и обрывками растительного детрита. Первые встречаются в чокракских и кумских и реже в мэотических, сарматских и майкопских отложениях. Растительный детрит по совокупности петрографических признаков (цвет в проходящем, отраженном и ультрафиолетовом свете, форма, структура) подразделяется на гелифицированные, лейптинитовые и водорослевые микрокомпоненты. Характерной особенностью ОВ палеоген-неогеновых отложений явилось отсутствие фюзинизированных компонентов, что лишней раз подтверждает наличие благоприятных диагенетических условий формирования этих отложений и ничтожно малую роль источников сноса наземного органического материала.

Указанные формы РОВ в том или ином сочетании встречаются в образцах всех исследованных пород кайнозойского возраста.

Микроскопические исследования шлифов, приготовленных из НОВ, выделенного из карбонатно-глинистых пород палеогена и неогена, показали, что оно состоит на 75-98% из бесструктурной основной массы, форменные элементы имеют подчиненное значение. По углепетрографическим признакам выделяются два типа основной массы: сапропелевая и гумусово-сапропелевая. Первая сложена коллоальгинитом, представляющим собой полностью разложившиеся водоросли, потерявшие черты исходного строения. Коллоальгинит имеет желтый цвет различных оттенков, не люминесцирует или светится в серых тонах. В одних случаях сапропелевая масса явно преобладает и является основной частью НОВ, в других — присутствует в виде бесформенных включений в сравнительно меньших количествах. Бесструктурная гумусово-сапропелевая масса (сорбомикстинит) отличается от коллоальгинита по цвету: в проходящем свете она желтовато-коричневая или светло-коричневая с серым оттенком, в ультрафиолетовом — вещество серое, но более темных тонов, чем коллоальгинит. Образование сорбомикстинита, по мнению В.А. Успенского и Г.М. Парпаровой [Агеева и др., 1971], обязано молекулярно-дисперсным продуктам распада витринитовых и коллоальгинитовых компонентов и сорбированных глинистыми частицами на диагенетической стадии преобразования РОВ. Можно предполагать, что формирование сорбомикстинита в пределах Западно-Кубанского прогиба обязано скорее всего участию углеводно-белковых компонентов планктона, так как накопление ОВ происходило в морских условиях, а источники сноса гумусового материала были значительно удалены. Подтверждением этого может служить относительно пониженное содержание водорода в элементном составе НОВ (5-9%) по сравнению с типичными сапропелями углей и сланцев и относительно повышенное содержание азота (2-3%).

Изучение основной массы керогена в электронном сканирующем

микроскопе показало, что при больших увеличениях (до 2000-3000 раз) она состоит из овальных комочков величиной до 0,01 мм. Поверхность их неровная, "дырчатая", или гладкая. Комочки представляют собой, вероятно, отдельные колонии водорослей, в разной степени сохранившие исходную структуру. По внешнему облику они похожи на аналогичные образования, встреченные в кукурситовых сланцах, ОВ которых сложено остатками синезеленых водорослей. Подобное сравнение носит весьма приблизительный характер и требует дальнейшего уточнения.

Форменные элементы в НОВ кайнозойских отложений играют незначительную роль, обычное их содержание 1-2, реже 10-17%, очень редко увеличивается до 25%. Как и в шлифах вмещающих пород, они представлены сапропелевыми и гумусовыми микрокомпонентами, причем первые явно преобладают. К остаткам водорослей относятся круглые, овальные, нитевидные и волокнистые пленки светло-желтой и коричневато-красной окраски, слабо люминесцирующие в серых тонах. Почти все эти образования имеют сетчатую структуру, в которой клетки или заполнены пиритом, или пустые. Количество водорослевых остатков 1-17%. Гелифицированные микрокомпоненты представлены структурными (витринит) и бесструктурными (гелифицированная основная масса) обломками красновато-коричневого цвета, нелюминесцирующими. Содержание их обычно невелико: 1-5%, в редких случаях до 10% (сарматские отложения). Лейптинитовые компоненты играют незначительную роль в НОВ, их содержание в среднем составляет 1%, иногда достигая 5% (кумские породы). Они представлены целыми и разорванными оболочками микро- и макроспор, смоляными тельцами и обрывками кутикулы.

Таким образом, углепетрографическая характеристика НОВ показала, что основным керогенообразующим материалом в кайнозойских отложениях Западно-Кубанского прогиба является бесструктурная масса (коллоальгинитовая и сорбомикстинитовая), состав которой и определяет фациально-генетический тип ОВ.

Для подтверждения типов СК, выделенных петрографическими методами, были использованы результаты химического изучения НОВ, в первую очередь данные элементного анализа. Кроме того, использовались пересчетные коэффициенты: F_0 ($H/C_{ат}$), степень ассоциированности молекул (cA). Н.Б. Вассоевич и Н.В. Лопатин [1977] предлагают для СК, не претерпевшего значительного катагенетического преобразования, следующие значения F_0 : 1,0-1,4 - для СК алиновой природы ($СК_{ал}$), 0,9-1,2 - для СК смешанного с преобладанием алиновых группировок ($СК_{ар-ал}$) и 0,7-0,9 - для СК с преобладанием ареновых структур ($СК_{ал-ар}$).

Используя указанные параметры и в первую очередь F_0 , выделим три группы веществ, каждая из которых характеризует определенный тип СК (таблица). Для характеристики НОВ были привлечены также данные, полученные методом электронного парамагнитного резонанса (ЭПР), который позволяет оценить степень конден-

Характеристика НОВ кайнозойских отложений Западно-Кубанского прогиба

Тип СК	Градации катагенеза	Элементный состав НОВ, %		F_0	сА	КПЦ · 10 ¹⁷
	$N_{КА}^*$	С	Н			
СК _{ал}	МК ₁	<u>70,30-82,40**</u>	<u>6,70-9,00</u>	<u>1,20-1,40</u>	<u>0,54-0,66</u>	<u>4-18</u>
	1,672-1,680	75,67(7)	7,85(7)	1,26(7)	0,61(7)	12(6)
СК _{ар-ал}	ПК	66,30(1)	5,50(1)	1,00(1)	0,59(1)	-
	1,660					
СК _{ал-ар}	МК ₁	<u>64,50-81,98</u>	<u>5,10-7,50</u>	<u>0,90-1,18</u>	<u>0,59-0,68</u>	<u>8-17</u>
	1,664-1,688	72,34(12)	6,40(12)	1,07(12)	0,63(12)	13(5)
	МК ₂	<u>77,95-80,44</u>	<u>6,50-7,50</u>	<u>0,98-1,12</u>	<u>0,66-0,70</u>	<u>13-38</u>
	1,684-1,728	79,72(5)	7,21(5)	1,08(5)	0,67(5)	22(4)
	МК ₃	<u>65,40-88,63</u>	<u>6,00-7,70</u>	<u>0,98-1,11</u>	<u>0,60-0,72</u>	<u>22-47</u>
	1,718-1,754	72,32(5)	6,40(5)	1,06(5)	0,64(5)	35(2)
	МК ₁	<u>64,50-73,03</u>	<u>4,60-4,82</u>	<u>0,76-0,86</u>	<u>0,61-0,70</u>	<u>13(1)</u>
	1,668	70,04(3)	4,67(3)	0,81(3)	0,67(3)	
	МК ₂	<u>67,20-88,33</u>	<u>4,40-5,67</u>	<u>0,71-0,90</u>	<u>0,62-0,80</u>	<u>18-65</u>
	1,686-1,724	76,02(5)	5,10(5)	0,81(5)	0,70(5)	41(3)
	МК ₃	81,35(1)	3,73(1)	0,55(1)	0,80(1)	-
	1,740					

* $N_{КА}$ - показатель преломления коллоальгинита.

** В числителе - минимальное - максимальное содержания, в знаменателе - среднее; в скобках - число определений.

сированности структуры вещества, обусловленную присутствием ароматических и гетероциклических соединений в НОВ. Проведенные ранее исследования [Былина и др., 1969; Вассоевич и др., 1972] показали, что сигнал ЭПР (численно выражается количеством парамагнитных центров $KПЦ \cdot 10^{17}$ в 1 г вещества) зависит от генетического типа ОВ и степени его преобразованности.

Для алинового типа СК, петрографически представленного коллоальгинитом, характерно относительно повышенное содержание углерода (75,67%), водорода (7,85%) и величины F_0 (1,26). Показатель преломления коллоальгинита ($N_{КА}$) в среднем составляет 1,676 и отражает сравнительно невысокую степень преобразования $СК_{ал}$, отвечающую градации $МК_1$ (глубина до 2,8–3 км, температура 105–110°C). В пределах одного типа СК разновозрастных отложений (глинистые породы чокрака, майкопа и кумской свиты) наблюдаются некоторые различия в его химическом составе: СК в кумских отложениях имеет более алиновую природу, чем в отложениях майкопа и чокрака (последние практически одинаковы). Это подтверждается высокими значениями С (76%), Н (8,6%), F_0 (1,4), относительно пониженным содержанием гетероэлементов (15,4%) и невысокой его конденсированностью ($cA = 0,60$, $KПЦ = 8 \cdot 10^{17}$). В $СК_{ал}$ майкопских и чокракских пород аналогичные характеристики имеют следующие значения: Н = 7,40–7,55%, С = 74,0–76,34%, $F_0 = 1,20$ –1,21, сумма гетероэлементов = 16,10–18,00%, $cA = 0,62$, $KПЦ = 14 \cdot 10^{17}$.

Наиболее распространенным типом керогена в кайнозойских отложениях Западно-Кубанского прогиба является $СК_{ар-ал}$. Для него характерны более низкие значения С, Н, F_0 по сравнению с $СК_{ал}$ (72,34, 6,40, 1,07% соответственно для градации $МК_1$) и более высокое – гетероатомов (21,1%). ОВ имеет более конденсированную структуру, что подтверждается увеличением сигнала ЭПР ($KПЦ 22 \cdot 10^{17}$) и cA (0,63). Петрографически $СК_{ар-ал}$ мало чем отличается от $СК_{ал}$, однако, учитывая пониженное содержание водорода в его элементном составе, можно, по-видимому, керогенобразующий материал отнести к группе гумосапросорбомикстинита. Среди форменных элементов преобладают остатки альгов. $СК_{ар-ал}$ встречается в карбонатно-глинистых породах всех стратиграфических единиц от эоцена до плиоцена. В границах этого типа также наблюдаются некоторые различия в химическом составе НОВ разного возраста. Как и в первом случае, ОВ кумских отложений обладает более высоким нефтематеринским потенциалом по сравнению с ОВ вышележащих пород. В нем относительно повышено содержание С (78,24%), Н (7,14%), F_0 (1,1). Вместе с тем наблюдается и большая конденсированность и упорядоченность слагающих его структур, что фиксируется усилением сигнала ЭПР ($KПЦ 27 \cdot 10^{17}$) и возрастанием ассоциированности молекул ($cA = 0,65$). ОВ майкопских и среднмиоценовых отложений очень сходны между собой и отличаются от кумского более низкими концентрациями С (71–75%), Н (6,5–6,7%), $KПЦ (19 \cdot 10^{17})$, меньшими значениями F_0

(1,06-1,10) и сА (0,59-0,64). В отложениях сарматского и понтических ярусов содержание С и Н в НОВ еще больше снижается: 66,2 и 5,45% соответственно.

Показатель преломления коллоальгинита $N_{КА}$ в СК_{ар-ал} изменяется от 1,660 до 1,754 и в среднем несколько выше, чем в СК_{ал}. Используя его в качестве индикатора катагенеза, в кайнозойском разрезе Западно-Кубанского прогиба можно выделить следующие катагенетические зоны, каждая из которых отвечает соответствующим градациям и характеризуется определенным составом НОВ: ПК (глубина до 1,4-1,6 км, t до 60-65°C, $N_{КА}$ - 1,660; неоген и частично майкоп), МК₁ (глубина до 2,8-3 км, t - 105°C, $N_{КА}$ - 1,664-1,688; миоцен, олигоцен, эоцен), МК₂ (глубина до 3,8-4 км, t - 135°C, $N_{КА}$ - 1,684-1,728; майкоп и кумская свита), МК₃ (глубина до 5 км, t - 165°C, $N_{КА}$ - 1,718-1,754; майкоп и кумская свита). По мере погружения пород, а следовательно и возрастания температуры, при переходе из одной катагенетической зоны в другую происходит относительное увеличение содержания С и Н в элементном составе НОВ СК_{ар-ал}: 66,3 и 5,50% (ПК) - 72,34 и 6,40% (МК₁) - 79,7 и 7,21% (МК₂) соответственно. В этом же направлении возрастает степень молекулярной ассоциированности и сигнал ЭПР (см. таблицу). На градации МК₃ с повышением температуры от 130 до 165°C (интервал глубин 3,8-5 км) в элементном составе НОВ происходит относительное снижение содержания С и Н до 72,32 и 6,40% соответственно. Такой характер изменения состава НОВ, находящегося в зоне действия главной фазы нефтеобразования - ГФН (в пределах Западно-Кубанского прогиба начало ГФН соответствует температурам 65-75°C, глубине 1,8-2 км, градации МК₁ [Вассоевич и др., 1971]), безусловно свидетельствует об участии НОВ в процессе новообразования углеводородов (УВ). Образование и миграция УВ, естественно, влекут за собой закономерное изменение состава НОВ. Одновременно происходит усиление конденсированности остаточной части НОВ и его "покисление", что подтверждается возрастанием сигнала ЭПР (КПЦ = $135 \cdot 10^{16}$) и суммы гетероатомов (21,3%).

В отложениях мэотиса, майкопа и кумской свиты встречаются единичные образцы, содержащие алиново-арконовое СК. Оно характеризуется низкими значениями С, Н и F_0 - 70,04; 4,67; 0,81 (соответственно) для градации МК₁ и более высоким содержанием гетероэлементов (25,3%). СК_{ар-ал} петрографически представлено сорбомикстинитом (83-98%), иногда с включениями коллоальгинита. Среди структурных элементов преобладают остатки альгов. В пределах этого типа вещества также относительно более высоким нефтематеринским потенциалом обладает ОВ кумской свиты по сравнению с ОВ майкопских и мэотических отложений: С = 88,52 и Н = 5,22% (кумская свита) и С = 72,60-74,34, Н = 4,50-4,60% (майкоп и мэотис). Степень преобразованности СК_{ал-ар} отвечает

градациям МК₁-МК₃ и более высоким средним значением N_{KA} по сравнению с СК_{ал} и СК_{ар-ал}. Характер катагенетического преобразования НОВ СК_{ал-ар} такой же, как и для СК_{ар-ал}, и заключается в "облагораживании" состава НОВ (см. таблицу).

Таким образом, комплексное исследование НОВ позволило выяснить особенности состава РОВ кайнозойских отложений Западно-Кубанского прогиба, условия его накопления и оценить с генетических позиций нефтематеринские свойства пород. Преобладание сорбированной формы ОВ, преимущественно коллоальгинитовый облик НОВ, невысокое содержание детритных форм (в том числе и гумусовых), отсутствие фузинизированных компонентов свидетельствуют о накоплении ОВ в морских условиях, в основном за счет местного морского биоценоза. В формировании ОВ кайнозойских отложений принимали участие, вероятно, не только липидные компоненты планктона, но и углеводно-белковые, на что указывает химический состав НОВ. В соответствии с фашиально-генетической классификацией, разработанной Г.М. Парпаровой [Парпарова и др., 1977], ОВ кайнозойских отложений Западно-Кубанского прогиба относится к группе сапропелитов (класс $F - СК_{ал}$) и гумито-сапропелитов (класс $D - F - СК_{ар-ал}$ и класс $F - D - СК_{ал-ар}$).

Широкое распространение ОВ первых двух классов в палеогеновых и неогеновых отложениях позволяет высоко оценивать нефтематеринский потенциал этих пород. Относительно повышенным потенциалом обладает ОВ кумской свиты. ОВ кайнозойских пород находится в зоне катагенеза (градации ПК-МК₃). По мере усиления катагенеза от градации ПК до МК₂ (включительно) происходит изменение состава ОВ, заключающееся в увеличении содержания С и Н в элементном составе НОВ. Деструкция полимерлипидной части НОВ на градации МК₃, фиксирующаяся относительным уменьшением С и Н, приводит к новообразованию жидких УВ. Вместе с тем относительно высокое содержание Н (6,4%) и С (72,32%) в НОВ майкопских и кумских отложений, находящихся на глубинах 4-5 км (градация МК₃), свидетельствует о том, что породы еще не реализовали свой нефтематеринский потенциал.

Литература

- Агеева Н.А., Парпарова Г.М., Успенский В.А. Роль диагенетических процессов в формировании типов органического вещества (на примере гумусовых разностей из глинистых пород угленосной формации нижнего карбона Подмосковского бассейна). - Тр. ВНИГРИ, 1971, сб. 12, вып. 294, с. 51-73.
- Былина Э.А., Родионова К.Ф., Чуткерашвили С.Е. и др. Электронно-парамагнитный резонанс в узких фракциях органических веществ осадочных пород. - В кн.: Современное состояние исследований органического вещества осадочных пород. - Тр. ВНИГРИ, 1969, вып. 68, с. 171-182.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Барташевич О.В. Молекулярная перестройка рассеянного органического вещества пород в процессе ка-

- тагенеза. - Третий семинар "Органическое вещество современных и ископаемых осадков": Тез. докл., М.: Изд-во МГУ, 1972, с. 59-60.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В. и др. Проявление главной фазы нефтеобразования в майкопских глинистых отложениях Западно-Кубанского прогиба. - Нефтегаз. геол. и геофиз., 1971, № 2, с. 12-15.
- Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. К вопросу о нефтематеринском потенциале седикахитов - органического вещества осадочных пород. - В кн.: Условия образования нефти и газа в осадочных бассейнах. М.: Наука, 1977, с. 9-29.
- Парпарова Г.М., Неручев С.Г. Основы генетической классификации рассеянного органического вещества пород. - Геол. и геофиз., 1977, № 5, с. 45-51.

Предисловие	3
Часть первая	
ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ДИАГНОСТИКИ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ	
Н.Б. Вассоевич, С.Г. Неручев. Основные стадии развития нефтематеринских свит и их диагностика	15
О.П. Четверикова. О вычислении коэффициентов эмиграции жидких и газообразных углеводородов	30
Н.Б. Вассоевич, И.Е. Лейфман. Об оценке доли водорода, определяющей нефтематеринский потенциал органического вещества	36
Г.М. Боровая, С.Н. Белецкая. Об уточнении коэффициента отдачи нефтематеринских отложений (по битумоидам закрытых пор)	47
И.И. Нестеров, А.В. Рыльков, Н.Х. Кулахметов, И.Н. Ушатинский, В.В. Потеряев, А.Г. Потеряев, Ю.В. Щелеткин. Геолого-геохимические показатели главной зоны нефтеобразования	53
О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Е.Е. Карньюшина, А.И. Конюхов. Особенности нефтеобразования в кремнистых породах	60
В.В. Иванов. Сравнительный анализ процессов нефтеобразования в глинистых и карбонатных породах	67
Б.А. Соколов. О выделении очагов нефтегазообразования в осадочных бассейнах	75
М.И. Суббота, А.Ф. Романюк. Гидрогеологические аспекты изучения нефтематеринских толщ	86
Р.А. Твердова, В.А. Чахмахчев, В.П. Филиппов, А.Н. Асташова. Отражение главной фазы нефтеобразования в составе нефтей, органического вещества пород и пластовых вод	90
М.К. Калинин, С.П. Левшунова. Адсорбированные углеводородные газы как один из критериев диагностики нефтегазоматеринских пород	99
Ю.И. Корчагина, Н.П. Фадеева, Г.Ф. Артамонова, И.Н. Данилова, В.А. Левченко, Н.В. Митюшин. Древние нефтематеринские толщи	102
Н.Г. Жузе. Диагностика нефтематеринских свит в карбонатных формациях гумидных зон	116
Н.И. Марковский. Нефтегазоматеринский потенциал в палеобиогеографическом аспекте	121
В.А. Николенко, Л.А. Польстер, П.И. Садыкова. О соотношении нефтематеринских и коллекторских пород в сингенетично нефтегазоносных комплексах	125
Е.С. Ларская. К методике выделения и определения параметров нефтегазоматеринских толщ	128
Часть вторая	
НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИЕ ТОЛЩИ РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНОВ	
Т.К. Баженова, Л.С. Беляева, Д.А. Биккенина, Ю.И. Ипатов, К.К. Макаров, Ю.М. Шуменкова. О нефтегазоматеринском потенциале домезозойских отложений Сибирской платформы	134
Н.А. Крылов. Геологические критерии выделения нефтегазопроизводящих формаций (на примере эпипалеозойских плит юга СССР)	143

М.С. Ярошевич, Э.Г. Коблов, Р.Л. Буденко, В.Ш. Брутман, Г.С. Мишаков, Ю.А. Тронов, А.И. Уткина. Нефтегазогенерирующие толщи и условия реализации их потенциала в кайнозойском разрезе Северо-Сахалинского осадочно-породного бассейна	149
В.В. Ильинская, Т.П. Кулаева. Особенности состава органического вещества палеозойских пород Днепровско-Донецкой впадины и характер нефтегазообразования	155
Л.А. Польштер, Ю.А. Висковский, Ю.Ф. Шереметьев. Влияние режима тектонических движений на условия проявления главной фазы нефтеобразования (на примере Балтийской синеклизы)	160
Б.А. Шестопал. Нефтегазоматеринский потенциал пород мела и палеогена Равнинного Крыма	166
Л.П. Пономарева, Г.Г. Ткаченко, Ю.И. Деркач. Рассеянное органическое вещество и адсорбционные свойства майкопских отложений западной части Азовского моря	175
Е.Б. Деймонтович. Характеристика карбонатных нефтепроизводящих пород Юго-Западного Таджикистана	183
Е.П. Шишенина, В.Т. Работнов. Нефтегазоматеринские свойства мезозойских отложений Восточной Якутии	188
Д.А. Мирзоев, Л.И. Джапаридзе. К определению катагенеза рассеянного органического вещества и условий проявления фаз нефтегазообразования в осадочных комплексах платформенного чехла Восточного Предкавказья	200
И.И. Шмайс, Н.А. Амирова. Рассеянное органическое вещество осадочного комплекса Прикаспийской впадины	209
С.С. Филатов, Р.В. Королева, Г.И. Дворкина, К.Д. Мелехова. Нефтегазоматеринские отложения терригенного комплекса Лено-Вилюйской нефтегазоносной области	212
А.Я. Архипов, А.И. Дьяконов, Е.Н. Болотов, В.И. Ручнов. Зональность нефтегазообразования и нефтегазонакопления в мезозойских отложениях Западного Предкавказья	220
Л.В. Шаронов. Нефтематеринские породы в составе литолого-стратиграфических комплексов северной части Волго-Уральской области	226
З.В. Кабанова, Г.Г. Браславская. Соотношение нефтегазоматеринских, коллекторских и экранирующих толщ в мезозойских отложениях Туранской плиты	230
Б.П. Назаревич, И.А. Назаревич, Т.Н. Волкова. Особенности состава и строения глинистых пород ниже-среднетриасовой нефтематеринской толщи Восточного Предкавказья	234
Н.П. Фадеева. Рассеянное органическое вещество нефтематеринских пород Западно-Кубанского прогиба	248

Основные стадии развития нефтематеринских свит и их диагностика. Вас-
соевич Н.Б., Неручев С.Г. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принци-
пы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 15-30.

В статье рассмотрены основы методики изучения нефтематеринских от-
ложений; необходимость сочетания синхронного и диахронного подхода, соб-
людения принципа *ceteris paribus*, обязательность учета стадийного раз-
вития нефтематеринских отложений. Перечислены критерии отнесения
отложений к типу нефтематеринских; причины, условия и признаки их пере-
хода в нефтепроизводящие; выделены четыре основные стадии развития неф-
тематеринских отложений. Сформулированы положения о нефтематеринском
потенциале ОВ'и нефтематеринских пород; обсуждены методы приближенной
оценки нефтематеринского потенциала седикахитов с различным типом мо-
лекулярной структуры на последовательных стадиях эволюции. Показана
важность изучения нефтематеринских отложений в историко-генетическом
аспекте с учетом стадийной эволюции всех геолого-геохимических факторов.

Табл. 1. Библ. 13 назв.

О вычислении коэффициентов эмиграции жидких и газообразных углеводоро-
дов. Четверикова О.П. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их
диагностики. М.: Наука, 1979, с. 30-35.

Нефтегазоматеринские толщи, не вышедшие из главной зоны нефтегазо-
образования, при определении масштабов нефтегазогенерации занимают
очень значительное место. Определение коэффициента эмиграции жидких
углеводородов в них затруднено в связи с невозможностью идентификации
разностей "исходных" и "остаточных" битумоидов. Предлагается вариант
расчетов коэффициентов с использованием балансовых расчетов по измене-
нию всей массы органического вещества. Даны примеры расчетов коэффи-
циентов в процентах органического вещества для мезозоя Туранской плиты
и девона Русской платформы в интервале градаций катагенеза ПК₃-МК₂.

Табл. 2. Библ. 5 назв.

Об оценке доли водорода, определяющей нефтематеринский потенциал орга-
нического вещества. Вассоевич Н.Б., Лейфман И.Е. - В кн.: Нефтема-
теринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 36-46.

В качестве критерия сравнительной оценки нефтематеринского потенци-
ала органического вещества, фоссилизованного в осадках, использовано
атомное соотношение $F_1 = [H - 2(O + N + S)] / C$. Высокие значения F_1 (более 0,7)
свойственны диагенетическим и прото-раннемезокатагенетическим образо-
ваниям изначально липидно-липоидной природы, содержащим алифатические
и алициклические структуры, которые и определяют нефтематеринский по-
тенциал органического вещества. В отношении нефтеобразования могут пред-
ставить несомненный интерес объекты, которые имеют F_1 более 0,7.
При величинах F_1 менее 0,7 о нефтематеринском потенциале можно су-
дить, выяснив долю альгинитовых и/или лейптинитовых компонентов в ор-
ганическом веществе.

Табл. 5. Ил. 3. Библ. 20 назв.

Об уточнении коэффициента отдачи нефтематеринских отложений (по битумоидам закрытых пор). - Боровая Г.М., Белецкая С.Н. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 47-53.

На основании раздельного изучения битумоидов открытых и закрытых пор проведен уточненный расчет коэффициента отдачи углеводородов (или суммы углеводородов и смол) за геологическую историю отложений. Приводятся формулы расчета, которые могут быть использованы для более точных подсчетов прогнозных запасов нефти и газа.

Ил. 2. Библ. 7 назв.

УДК 553.98.061.3:550.4

Геолого-геохимические показатели главной зоны нефтеобразования. Нестеров И.И., Рыльков А.В., Кулахметов Н.Х., Ушатинский И.Н., Потеряева В.В., Потеряев А.Г., Шепеткин Ю.В. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с.53-60.

На основании анализа фактических данных по распределению залежей УВ, а также изучения геохимических особенностей минералогического состава пород и изменения РОВ в зависимости от стадии катагенеза вмещающих отложений развивается положение о главной зоне (фазе, по Н.Б. Вассовичу) нефтеобразования в седиментационных бассейнах. Показано, что последняя обычно заключена в пределах стадий (подстадий) позднего протокатагенеза - среднего мезокатагенеза осадков, хотя гипсометрические уровни стадий катагенеза и ГЗН в разных бассейнах и даже их участках могут существенно различаться. На примере Западно-Сибирского бассейна показано, что здесь в осадочном чехле также выделяется зона максимального нефтеобразования, характеризующаяся спецификой литолого-минералогических, геохимических, гидрогеохимических и других условий и максимальной концентрацией в ее пределах объемов жидких УВ.

Ил. 2. Библ. 3 назв.

УДК 552.578.3(571.66)

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

Рассматривается органическое вещество кремнистых и терригенно-кремнистых пород кайнозойских геосинклинальных областей. Указывается, что диатомиты, диатомитовые глины, кремнистые аргиллиты, туфодиатомиты, опоки и другие кремнистые породы фитогенного генезиса содержат ОВ алиновой природы в концентрациях 0,5-2,5%, иногда до 10-15%. Благоприятный изначальный состав ОВ, обусловленный спецификой состава диатомовых, и высокая степень его битуминизации на разных градациях катагенеза, позволяют рассматривать кремнистые породы фитогенного генезиса в качестве пород с высоким нефтематеринским потенциалом. Эти породы могут перейти в разряд нефтепроизводящих на градациях катагенеза ПК₂-МК₁; этому способствуют превращения различных модификаций кремнезема.

Ил. 1. Библ. 17 назв.

УДК 551.3.051.552.57

Сравнительный анализ процессов нефтеобразования в глинистых и карбонатных породах. Иванов В.В. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 67-75.

Проведен сравнительный анализ условий нефтеобразования в глинистых и карбонатных породах. Различия в характере нефтеобразования в глинистых и карбонатных породах проявляются достаточно отчетливо. В глинистых породах ГФН выражена резко, проявление ее в значительной степени обусловлено трансформацией глинистых минералов, приводящей к усилению катализа и десорбции УВ. В карбонатных породах ГФН сглаживается - нефтеобразование УВ идет с почти постоянной скоростью, а эмиграция растягивается во времени, уровень наиболее интенсивной эмиграции битумоидов обычно смещается в более глубокие горизонты, что связано с высокой вязкостью, малым удельным тепловым сопротивлением карбонатов, пониженной по сравнению с глинами каталитической активностью последних.

Ил. 2. Библ. 15 назв.

УДК 551.3.051.552.57

О выделении очагов нефтегазообразования в осадочных бассейнах. Соколов Б.А. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 75-86.

Для выделения очагов нефтегазообразования предложен метод моделей прогресса, позволяющий устанавливать время нахождения нефтематеринских отложений в зоне, отвечающей условиям главной фазы нефтеобразования.

Ил. 5. Библ. 26 назв.

УДК 553.98.061.32

Гидрогеологические аспекты изучения нефтематеринских толщ. Субботина М.И., Романюк А.Ф. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 86-90.

В теории нефтематеринских толщ наименее изученным вопросом является процесс концентрирования рассеянных УВ в залежи нефти. Высказывались концепции, что водоносные горизонты тоже могут являться своеобразными нефтематеринскими толщами, в этом случае проблема концентрирования УВ решается проще. Однако исследования растворенного в пластовых водах УВ в Каракумском и других бассейнах показали, что концентрация УВ в них мала и проблема выделения из воды жидких УВ не решается. Недостаточно изучена растворимость компонентов нефти в пластовых водах в естественной природной обстановке. Необходимо усилить исследования проблемы концентрирования УВ, выделяющихся из нефтематеринских толщ.

Библ. 18 назв.

УДК 552.5.543.8

Отражение главной фазы нефтеобразования в составе нефтей, органического вещества пород и пластовых вод. Твердова Р.А., Чахмахчев В.А., Филиппов В.П., Асташова А.Н. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 90-99.

Геохимические исследования нефтей, органического вещества пород и пластовых вод в осадочно-породном бассейне палеозойских отложений Вол-

гоградской области свидетельствуют о том, что ГФН в указанной районе проявляется в интервале глубин от 2 до 3,5 км. На это указывают соответствующие границы в количественной и качественной характеристике РОВ и ХБ(А) пород, ХБ и ТУ в растворенных газах пластовых вод. Наиболее существенные изменения свойств нефтей также приурочены к ГФН.

Верхняя граница ГФН соответствует подстадии раннего мезокаатагенеза, градации МК₁ (Д), нижняя – подстадиям среднего и позднего мезокаатагенеза, градации МК₃-МК₄ (Ж-К).

Табл. 4. Ил. 3. Библ. 8 назв.

УДК 553.98.061.32:552.578

Адсорбированные углеводородные газы как один из критериев диагностики нефтегазоматеринских пород. Калинин М.К., Левшунова С.П. – В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 99-101.

Информация об адсорбированных углеводородных газах позволяет охарактеризовать породы по интенсивности образования газообразных УВ, прошедшего или в виде самостоятельного процесса, или сопутствовавшего нефтеобразованию. Нефтегазоматеринские породы имеют высокие содержания адсорбированных УВ, нефтегазоматеринские – низкие. Групповой состав УВ показывает направленность преобразования ОВ.

Библ. 3 назв.

УДК 553.982

Древние нефтематеринские толщи. Корчагина Ю.И., Фадеева Н.П., Артамонова Г.Ф., Данилова И.Н., Левченко В.А., Митюшин Н.В. – В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 102-116.

Среди отложений докембрия и кембрия в различных осадочных бассейнах СССР выделены и изучены породы, которые могут рассматриваться как нефтегазоматеринские. Отличительной особенностью древних отложений является их обедненность РОВ ($C_{орг}$ менее 0,5%), битумоидами (главным образом 0,00 n%), жидкими УВ (менее 100 г/м³). Прослой пород с относительно повышенными содержаниями ОВ, ХБ, УВ, находящиеся в условиях мезокаатагенеза (градации МК₁-МК₄), относятся к категории НМП. Процессы нефтегазообразования в древних толщах несомненно протекали, но имели, по-видимому, ограниченные масштабы.

Табл. 1. Ил. 4. Библ. 10 назв.

УДК 553.98.061.3

Диагностика нефтематеринских свит в карбонатных формациях гумидных зон. Жузе Н.Г. – В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 116-120.

Описываются основные геолого-геохимические характеристики нефтематеринских свит карбонатных формаций гумидных зон в пределах Тимано-Печорской платформы, Русской платформы и Западного склона Урала. Показано, что на стадии катагенеза ПК₂ – начала ПК₃ в нефтематеринских свитах битумоид тесно взаимосвязан с породой, и отдачи нефти практически не происходит, хотя миграция газа идет весьма интенсивно. С конца ПК₃ до МК₃ включительно отмечается активная генерация и отдача газа и нефти, связанная с интенсивным новообразованием компонентов и актив-

ным их перераспределением в пределах слоя и свиты. На стадии МК₄ процессы нефтеобразования постепенно затухают, при дальнейшем повышении температуры и давления резко доминируют процессы газогенерации и газоотдачи.

Библ. 2 назв.

УДК 553.981/982 (470.6)

Нефтегазоматеринский потенциал в палеобиогеографическом аспекте. Марковский Н.И. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. - М.: Наука, 1979, с.121-124.

Генерирующие свойства нефтегазоматеринских пород в значительной степени определяются количеством и типом исходного органического вещества, распределение которого контролировалось физико-географической обстановкой седиментогенеза. Палеобиогеографическое районирование позволяет выделять зоны наиболее интенсивного нефтегазонакопления, следовательно, более обоснованно прогнозировать поиски нефти и газа.

Библ. 2 назв.

УДК 551.3.051.552.57

О соотношении нефтематеринских и коллекторских пород в сингенетично нефтегазоносных комплексах. Николенко В.А., Польстер Л.А., Садыкова П.И. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с.125-127.

По изменению содержания и состава рассеянного органического вещества в нефтематеринских толщах в зависимости от расстояния от коллектора рассматриваются оптимальные мощности глинистых слоев, обеспечивающих максимальную отдачу углеводородов в коллектор.

Табл. 1. Библ. 6 назв.

УДК 553.98.061.32

К методике выделения и определения параметров нефтегазоматеринских толщ. Ларская Е.С. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с.128-133.

Имеющиеся количественные критерии выделения нефтегазоматеринских толщ, основных источников скопления нефти и газа, предлагается дополнить количественным - критическим значением плотности генерационного потенциала ($P_{\text{п}}$ свыше $1 \cdot 10^3$ т/км² УВ). В соответствии с этим критерием и данными о характере и масштабах катагенетических трансформаций ОВ породы с содержанием ОВ, равным 0,2%, к разряду нефтегазоматеринских не относятся и при расчетах параметра "мощность нефтегазоматеринской толщи" не учитываются. В величину параметра "площадь распространения нефтегазоматеринской толщи" включается только площадь литолого-геохимических зон, в которых $P_{\text{п}}$ выше критической. Дается схема выделения нефтегазоматеринских толщ и определения области их распространения. Обсуждаются приемы определения входящих в формулы объемно-генетического метода параметров ОВ и его компонентов.

Табл. 2. Ил. 2. Библ. 6 назв.

УДК 553.98.061.3:551.73 (571.5)

О нефтегазоматеринском потенциале докембрийских отложений Сибирской платформы. Баженова Т.К., Белыева Л.С., Биккенина Д.А., Ипатов Ю.И., Макаров К.К., Шуменкова Ю.М. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 134-142.

В статье освещаются вопросы формирования нефтегазоматеринского потенциала РОВ отложений палеозоя и верхнего докембрия Сибирской платформы, рассматриваются предельные уровни концентраций РОВ, характеризующие нефтегазоматеринские отложения с РОВ разных фашиальных типов, рассматриваются факторы, определяющие качество и количество РОВ в позднедокембрийско-палеозойской эволюции седиментогенеза и диагенеза Сибирской платформы. Приводятся также расчетные величины реализованного нефте- и газоматеринского потенциала отложений с РОВ разных типов.

Ил. 2. Библ. 5 назв.

УДК 553.98.061.32:551.242.5

Геологические критерии выделения нефтегазопроизводящих формаций (на примере эпипалеозойских плит юга СССР). Крылов Н.А. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 143-148.

Рассматривается диагностика нефтегазопроизводящих критериев по пространственному (прежде всего вертикальному) распространению залежей углеводородов и зависимости их размещения от развития флюидоупоров. Комплекс пород может считаться нефтегазопроизводящим (имеющим собственные нефтегазопроизводившие формации), если, будучи изолированным от нижележащих толщ надежным флюидоупором, он содержит залежи нефти и газа и, напротив, комплекс отложений не включает в себя нефтегазопроизводившие формации, если при наличии благоприятных для нефтегазонакопления структур, коллекторов, локальных и зональных покрывок он не содержит залежей или содержит их лишь в зонах гидродинамической связи с нижележащим нефтегазоносным комплексом.

Исходя из изложенного принципа, рассматривается вопрос о природе углеводородов в меловом комплексе отложений Туранской и Скифской плит (исключая краевые прогибы). Подтверждается сделанный ранее вывод о вторичности скоплений нефти и газа в меловых породах.

Ил. 2. Библ. 11 назв.

УДК 553.98.061.3:551.736/76 (571.64)

Нефтегазогенерирующие толщи и условия реализации их потенциала в кайнозойском разрезе Северо-Сахалинского осадочно-породного бассейна. Ярошевич М.С., Коблов Э.Г., Буценко Р.Л., Брутман В.Ш., Мишаков Г.С., Тронов Ю.А., Уткина А.И. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 149-155.

По сумме геолого-геохимических критериев в кайнозойском разрезе выделяется несколько нефтегазогенерирующих толщ, масштабы нефтегазообразования в которых оцениваются в зависимости от глубины погружения и литофашиального состава. Закономерности уплотнения пород, изменения их коллекторских свойств и трещиноватости в процессе погружения позволяют объяснить некоторые особенности проявления ГФН. Выделены главная зона образования нефти и главная зона нефтегазонакопления.

Ил. 2. Библ. 7 назв.

УДК [550.4:547.9] : 551.73:553.98.061.3(477)

Особенности состава органического вещества палеозойских пород Днепровско-Донецкой впадины и характер нефтегазообразования. Ильинская В.В., Кулаева Т.П. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 155-160.

С целью изучения особенностей состава ОВ палеозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины проведены комплексные исследования ОВ материнских пород, состава нефтей, показателей генетической связи УВ ОВ и нефтей. Проведенные исследования позволили предопределить в пределах впадины генерацию двух различных генетических типов нефтей: нафтеново-метанового основания, продуцируемых преимущественно сапропелевым ОВ глинисто-карбонатных и карбонатно-глинистых пород; метаново-нафтеново-ароматического состава, генерируемых сапропелево-гумусовым и гумусовым неокисленным ОВ глинисто-алевритовых пород. Получена аналогичная характеристика ОВ нефтематеринских пород и состава нефтей по разрезу и простиранию впадин, эта характеристика в общем плане свидетельствует о генетической связи между ними. Более надежно генетическая связь установлена по составу УВ, главным образом реликтовых структур.

Библ. 5 назв.

УДК 551.3.051.552.57

Влияние режима тектонических движений на условия проявления главной фазы нефтеобразования (на примере Балтийской синеклизы). Польстер Л.А., Висковский Ю.А., Шереметьев Ю.Ф. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 160-165.

В работе показана взаимосвязь режима тектонических движений с темпом изменения степени катагенетического преобразования органического вещества и с условиями проявления главной фазы нефтеобразования. На примере Балтийской синеклизы показано, что в районах, где за короткий промежуток времени происходило интенсивное тектоническое прогибание и мощное осадконакопление, главная фаза нефтеобразования начинается раньше и проходит значительно быстрее, но при больших глубинах и при более высоких температурах, чем в районах, где тектоническое прогибание и осадконакопление растянуто во времени.

Ил. 1. Библ. 4 назв.

УДК 553.98.061.31:(551.763+551.781) (477,75)

Нефтегазоматеринский потенциал пород мела и палеогена Равнинного Крыма. Шестопал Б.А. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 166-175.

В разрезе осадочного чехла Равнинного Крыма нефтегазоматеринскими являются отложения нижнего мела и майкопа, которые характеризуются повышенными концентрациями ОВ и благоприятными условиями его накопления и катагенетического преобразования. Основными зонами генерации УВ являются относительно погруженные участки Каркинитско-Северокрымского (Тарханкутский полуостров с прилегающей акваторией Черного моря) и Индоло-Кубанского (Керченский полуостров с прилегающей акваторией Азовского моря) прогибов. В пределах последнего, как показывает оценка объемно-генетическим методом, породы мела и палеогена обладают наиболее высоким материнским потенциалом. Подсчеты показывают также, что

в общем: балансе нефтегазообразования значительно преобладает газовая фаза, что позволяет рассчитывать на открытие в Равнинном Крыму и прилегающих районах в основном газовых и газоконденсатных залежей.

Ил. 2. Библ. 7 назв.

УДК 553.061.3

Рассеянное органическое вещество и адсорбционные свойства майкопских отложений западной части Азовского моря. Пономарева Л.П., Ткаченко Г.Г., Деркач Ю.И. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с.175-182.

Комплексное физико-химическое изучение РОВ в керне одной из глубоких морских скважин на газовом месторождении - определение органического углерода, гуминовых кислот, битумоидов и их фракций, газообразных углеводородов (как свободных, так и адсорбированных), адсорбционных свойств горных пород - показало возможность генерации майкопскими отложениями не только газообразных углеводородов, но и жидких.

Последние обнаруживают способность к миграции жидких углеводородов в нижних частях разреза майкопских отложений. Изучение адсорбционных свойств горных пород показало, что эпигенетичные углеводороды не влияют на характер распределения адсорбированных углеводородов.

Табл. 1. Ил. 2. Библ. 6 назв.

УДК 552.5:543.8(575)

Характеристика карбонатных нефтепроизводящих пород Юго-Западного Таджикистана. Деймонтович Е.Б. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с.183-187.

Сопоставлены изменения параметров ОВ для разновозрастных карбонатных отложений. Исследованы вариации в составе ОВ, обусловленные масштабами диагенетических процессов, а также вызванные перераспределением миграционных компонентов.

Ил. 1. Библ. 1 назв.

УДК 553.0.61.31

Нефтегазоматеринские свойства мезозойских отложений Восточной Якутии. Шишенина Е.П., Работнов В.Т. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с.188-200.

В статье показана возможность выделения нефтегазоматеринских и газоматеринских пород по геохимическим параметрам в пределах Момо-Зырянской и Усть-Анюйской впадин. Приводятся результаты изучения динамики изменения количества и состава битумоидов концентрированного и рассеянного органического вещества на грациях катагенеза от МК₁ до АК₃.

Табл. 3. Ил. 2. Библ. 2 назв.

УДК 553.98.061.32 : 551.761/781.5 (470.67)

К определению катагенеза рассеянного органического вещества и условий проявления фаз нефтегазообразования в осадочных комплексах платформенного чехла Восточного Предкавказья. Мирзоев Д.А., Джаларидзе Л.И. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с.200-209.

Рассматриваются геолого-геохимические особенности нефтегазопроизводящих толщ триаса, юры, мела и олигоцена Равнинного Дагестана. Методом СИТ определены степень катагенеза ОВ и условия проявления в этих отложениях основных фаз нефтегазообразования.

Табл. 2. Ил. 1. Библ. 6 назв.

УДК 552.5.543.8

Рассеянное органическое вещество осадочного комплекса Прикаспийской впадины. Щмайс И.И., Амирова Н.А. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 209-212.

Изложен аналитический материал, характеризующий РОВ в осадочном комплексе Прикаспийской впадины. На его основе определены фоновые значения битумоидов и толщ с повышенными концентрациями РОВ. Проведена диагностика генетического типа битумоидов. Сделаны выводы о принадлежности каменноугольных, нижнепермских (сакмаро-артинских), триасовых сероцветов, среднеюрских и нижнемеловых отложений к нефтегазопроизводящим свитам.

Библ. 4 назв.

УДК 553.98.061.3.551.73. (571.5)

Нефтегазоматеринские отложения терригенного комплекса Лено-Виллойской нефтегазоносной области. Филатов С.С., Королева Р.В., Дворкина Г.И., Мелехова К.Д. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 212-219.

В статье рассматриваются условия формирования нефтегазоматеринского потенциала терригенных отложений Лено-Виллойской газонефтеносной области. Освещаются вопросы распределения РОВ по разрезу, его состав, катагенетическая преобразованность. Дается краткая характеристика геохимической обстановки осадконакопления и особенностей распределения седикахитов различных генетических типов по разрезу верхнепалеозойских и мезозойских отложений в связи с оценкой их нефтегазоматеринских свойств.

Рассматриваются вопросы преобразования вмещающих пород и битумоидных компонентов СК на различных стадиях прото- и мезокатагенеза. Обосновывается выделение ГЗН в пределах подстадий МК₁-МК₃. В качестве основных нефтегазопроизводивших свит рассматриваются пермская и юрская.

Библ. 7 назв.

УДК 551.3.051.552.57:470.62

Зональность нефтегазообразования и нефтегазонакопления в мезозойских отложениях Западного Предкавказья. Архипов А.Я., Дьяконов А.И., Болотов Е.Н., Ручнов В.И. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 220-226.

Рассмотрены условия формирования юрских и нижнемеловых отложений Восточно-Кубанской впадины и Западно-Кубанского прогиба, характер рассеянного в них органического вещества, степень и время катагенетического преобразования этих пород и ОВ, оценены перспективы нефтегазоносности этих регионов.

Ил. 1.

Нефтематеринские породы в составе литолого-стратиграфических комплексов северной части Волго-Уральской области, Шаронов Л.В. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики, М.: Наука, 1979, с. 226-230.

В статье указаны главные особенности геологического развития территории Волго-Уральской области, определившие размещение в разрезе и плане нефтематеринских свит. Такими особенностями были смена геократических эпох талассократическими, что определило положение нефтематеринских свит в средних, наиболее глубоководных частях литолого-стратиграфических комплексов, и длительное существование Уральской геосинклинальной области, что повлияло на положение нефтематеринских свит в переходной от геосинклинали к восточной окраине Русской платформы зоне.

УДК 551.3.051.552.57

Соотношение нефтегазоматеринских, коллекторских и экранирующих толщ в мезозойских отложениях Туранской плиты, Кабанова З.В., Браславская Г.Г. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики, М.: Наука, 1979, с. 230-234.

В статье показана зависимость качественной и количественной характеристики выявленных месторождений УВ от свойств нефтегазоматеринских, коллекторских и экранирующих толщ в мезозойских отложениях Туранской плиты. На основании установленной концентрической зональности формационно-стратиграфического распределения газовых месторождений в Амударьинской впадине и свойств ОБ (количество, состав, степень катагенеза), содержащихся в основном нефтегазопроизводящем комплексе - нижнесреднеюрских отложениях, предполагается возможность открытия газовых месторождений в этих отложениях в центральных районах впадины.

Ил. 1. Библ. 5 назв.

УДК 553.98.32:552.52 (470.63)+(470.67)

Особенности состава и строения глинистых пород ниже-среднетриасовой, нефтегазоматеринской толщи Восточного Предкавказья, Назаревич Б.П., Назаревич И.А., Волкова Т.Н. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики, М.: Наука, 1979, с. 234-248.

В результате исследования состава и строения глинистых пород ниже-среднетриасовой нефтегазоматеринской толщи Восточного Предкавказья установлено, что катагенетическое преобразование пород до уровня, отвечающего началу стадии апокатагенеза, приводит к значительному упрощению и обеднению исходного минерального состава тонкодисперсного материала. Но и при столь значительной преобразованности глинистой массы в соотношениях и особенностях слагающих ее минеральных компонентов явственно сохраняются важнейшие черты специфики условий осадконакопления и седиментационно-диагенетического аутигенного минералообразования, в том числе и обусловленного взаимодействием минеральной массы осадка и содержащегося в нем органического вещества.

Табл. 1. Ил. 2. Библ. 16 назв.

Рассеянное органическое вещество нефтематеринских пород Западно-Кубанского прогиба. Фадеева Н.П. - В кн.: Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М.: Наука, 1979, с. 248-255.

Основными нефтематеринскими свитами в Западно-Кубанском прогибе являются карбонатно-глинистые отложения сармата, майкопской серии и кумской свиты, значительно обогащенные РОВ.

ОВ находится в породах в сорбированной форме и почти нацело (75-98%) сложено сапропелевым ($K_{кл}$) и/или гумусово/сапропелевым ($K_{ар-ал}$) материалом. Детритные формы (витринит, лейптинит и др.) находятся в резко подчиненном количестве.

Табл. 1. Библ. 6 назв.

**НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ СВИТЫ
И ПРИНЦИПЫ ИХ ДИАГНОСТИКИ**

*Утверждено к печати
Научным советом по проблемам геологии
и геохимии нефти и газа и Институтом геологии
и разработки горючих ископаемых*

Редактор *И.Е. Лейфман*
Редактор издательства *И.М. Ерофеева*
Художественный редактор *И.Ю. Нестерова*
Технические редакторы *И.И. Джиоева,*
Н.М. Бурова

ИБ № 16310

Подписано к печати 28.09.79. Т – 13556
Формат 60х90 1/16. Бумага офсетная № 1
Усл.печ.л. 17,0. Уч.-изд.л. 18,6
Тираж 650 экз. Тип. зак. 544.
Цена 2р. 80к.

Книга издана офсетным способом

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

В ИЗДАТЕЛЬСТВЕ «НАУКА»

ГОТОВЯТСЯ К ПЕЧАТИ КНИГИ:

ЛИТОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЮГО-ВОСТОКА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (ВЕРХНИЙ ДОКЕМБРИЙ)/.
Корнев Б.В., Работнов В.Т., Гудзенко В.Т.
и др. 10 л., 1 р. 50 к.

В книге на основании комплексных биостратиграфических и литологических данных обосновывается схема корреляции верхнего докембрия; приводится характеристика литологических особенностей эталонных разрезов верхнего докембрия, детальное описание основных образований; особое внимание уделяется описанию минералогии верхнедокембрийских отложений юго-востока Сибирской платформы и срединных массивов Северо-Востока СССР. Нефтегазоносность юго-востока Алданской антеклизы рассматривается на фоне выявления особенностей распределения залежей газа и нефтегазопроявлений в верхнем докембрии Сибирской платформы.

Рассчитана на литологов, геологов, занимающихся нефтяной и газовой геологией, биостратиграфов.

М к р т ч я н О.М. ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ СТРУКТУРНЫХ ФОРМ НА ВОСТОКЕ РУССКОЙ ПЛИТЫ.
14 л., 2 р. 10 к.

В книге исследуются закономерности избирательного размещения (в пространстве и во времени) основных морфолого-генетических разновидностей структурных форм и геологических тел, контролирующей залежи нефти и газа; раскрываются историко-геологические черты размещения структурных форм и геологических тел разных классов и типов. На основе проведенных исследований изложены основные закономерности размещения залежей нефти и газа.

Книга рассчитана на широкий круг геологов, изучающих нефтегазоносные территории платформ.

**НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ БОЛЬШИХ ГЛУБИН/ А ф а-
на с ь е в Ю.Т., К у в ы к и н Ю.С., О в о д о в Н.Е. и др.
10 л., 1 р. 50 к.**

В книге дан анализ результатов сверхглубокого бурения по основным нефтедобывающим районам страны, где бурение на глубине более 4,5 км ведется в относительно больших объемах. Для сравнения с результатами поисков нефти и газа на этих глубинах в СССР привлечены материалы по зарубежным странам. Показано, что фактические данные и теоретические представления свидетельствуют о значительных перспективах нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов.

Книга рассчитана на широкий круг геологов, геофизиков, геохимиков и гидрогеологов.

**ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И
ГАЗА В ГЛУБОКО ЗАЛЕГАЮЩИХ ПЛАСТАХ. 22 л.,
3 р. 30 к.**

В сборнике освещены теоретические вопросы формирования залежей нефти и газа на больших глубинах и закономерности размещения углеродных скоплений в отдельных нефтегазоносных бассейнах СССР и ряда зарубежных стран.

Представляет интерес для широкого круга специалистов, занимающихся проблемой освоения глубоко залегающих пластов и оценкой перспектив их нефтегазоносности.

**ЭТИ КНИГИ МОЖНО ЗАКАЗАТЬ В ЛЮБОМ МАГАЗИНЕ
"АКАДЕМКНИГА"**

2 р. 80 к.

3123

