



РЕСУРСЫ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО  
СЫРЬЯ  
•  
ГОРЮЧИЕ  
ИСКОПАЕМЫЕ



ИЗДАТЕЛЬСТВО • НАУКА •



АКАДЕМИЯ НАУК СССР  
МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР  
Национальный комитет геологов  
Советского Союза

---

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС  
XXVI сессия

*Доклады советских геологов*

# РЕСУРСЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЫРЬЯ

•

# ГОРЮЧИЕ ИСКОПАЕМЫЕ



ИЗДАТЕЛЬСТВО • НАУКА •

Москва 1980

ACADEMY OF SCIENCES OF THE USSR  
MINISTRY OF GEOLOGY OF THE USSR  
National Committee of Geologists of the Soviet Union

INTERNATIONAL GEOLOGICAL CONGRESS

XXVI session

*Reports of Soviet Geologists*

**NATURE-MADE ENERGY RESOURCES  
COMBUSTIBLE MINERAL RESOURCES**

---

*Редакционная коллегия:*

**“Ресурсы энергетического сырья”**

В.В. Семенович (ответственный редактор)

**“Горючие ископаемые”**

А.А. Трофимук, Н.Б. Вассоевич (ответственные редакторы)

*Editorial Board:*

**“Nature-made Energy Resources”**

V.V. Semenovich (chief Editor)

**“Combustible Mineral Resources”**

A.A. Trofimuk, N.B. Vassoevich (chief Editors)

УДК 553.98:551.73 (571.1)

А.А. ТРОФИМУК, В.С. ВЫШЕМИРСКИЙ, Н.П. ЗАПИВАЛОВ,  
И.А. ИВАНОВ

## **НОВЫЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ЭТАЖ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ**

Высокие темпы развития нефтяной и газовой промышленности неизбежно влекут за собой быстрое сокращение ресурсов нефти и газа во многих освоенных нефтегазоносных районах мира. Поэтому сейчас большое значение приобретает поиск месторождений как в новых продуктивных, так и в старых, уже известных районах.

В Западной Сибири разведаны ресурсы нефти и газа в мезозойских отложениях платформенного чехла. Однако теперь выясняется, что этим продуктивным этажом богатства Западной Сибири не ограничиваются. Можно с уверенностью утверждать, что здесь обнаружен новый нефтегазоносный этаж, связанный с палеозойскими отложениями промежуточного тектонического комплекса.

До последнего времени господствовало представление о почти повсеместном метаморфизме палеозойских образований, за исключением отдельных районов, где они залегают на больших глубинах. Но на юго-востоке Западно-Сибирской равнины (Томская, Новосибирская и Омская области) в ходе поискового бурения на юрские нефтегазоносные горизонты более 400 скважин вошли в доюрские образования (в основном для гарантии полного вскрытия юрского разреза). И хотя опробование палеозойских отложений на нефть и газ проводилось лишь в некоторых скважинах, нередко отмечались проявления нефти и газа, а на 11 разведочных площадях в 30 скважинах были получены промышленные притоки нефти и газа. Кроме того, данные бурения и геофизические материалы дали возможность выявить общие черты состава и строения промежуточного тектонического комплекса. Таким образом, в соответствии с современными представлениями о строении фундаментов молодых платформ под промежуточным комплексом Западно-Сибирской плиты понимается толща отложений, залегающая в виде прерывистого тела между складчатым фундаментом и платформенным чехлом. В состав промежуточного комплекса входят разнообразные структурные элементы, переходные от геосинклинальных к платформенным. Эти элементы перекрывают участки ранних (догерцинских) этапов консолидации фундамента.

На значительных площадях промежуточный комплекс отсутствует и платформенный чехол налегает непосредственно на выступы складчатого фундамента. Оконтуривание районов распространения промежуточного комплекса представляет собой сложную задачу, для которой пока нет общепринятого решения. Авторы отдают предпочтение материалам изучения катагенеза органического вещества и эпигенеза осадочных пород.

Судя по хорошо изученным угленосным бассейнам, в области развития складчатого фундамента естественно ожидать метаморфические изменения органического вещества до антрацитовой и графитовой стадий; в области развития субплатформенных частей промежуточного комплекса — сравнительно низкие стадии катагенеза: от газовой до коксовой, а в области развития субгеосинклинальных частей — умеренно высокие: до тощей, возможно до антрацитовой.

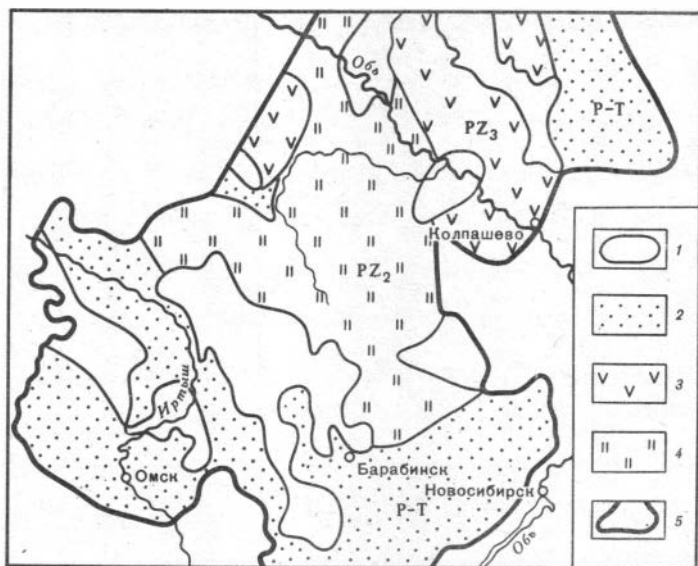
Осадочные породы фундамента подверглись существенным метаморфическим изменениям: глинистые минералы нацело преобразованы в мелкокристаллические кварцево-хлоритовые агрегаты с примесью других вторичных минералов, терригенные зерна полностью утратили свою первоначальную форму, подвергшись глубокой перекристаллизации. Эти породы явно претерпели геосинклинальный и складчатый этапы развития.

Осадочные породы промежуточного комплекса по характеру преобразования минералов во многих случаях в принципе не отличаются от пород нижней части осадочного чехла. Чаще все-таки отмечаются более глубокие изменения, но далеко не такие, какие свойственны складчатым областям. Так, изменения глинистой составляющей терригенных пород выражены главным образом в частичной гидрослюдизации и хлоритизации, терригенные зерна в основном, сохранили свою форму, но преобразования на контактах зерен несколько сильнее, чем в осадочном чехле. В известняках промежуточного комплекса обычно не отмечается изменений, вызываемых значительным катагенезом. В некоторых шлифах наблюдается частичная перекристаллизация, но не более интенсивная, чем та, которая известна в осадочных чехлах других платформ.

Некоторые признаки для разграничения промежуточного комплекса и складчатого фундамента связаны с магматическими породами. Так, гранитные массивы имеются только в пределах складчатого фундамента. Вулканогенные породы промежуточного комплекса и складчатого фундамента различаются по степени вторичных изменений.

Судя по схематической карте, построенной на основании детального литологического изучения всего ядерного материала и около 500 определений стадий катагенеза рассеянного органического вещества (рис. 1), выступы складчатого фундамента под платформенным чехлом занимают примерно 20—25% изученной территории, тогда как 75—80% территории заняты промежуточным комплексом. Эта схема в основном согласуется с данными глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ).

О мощности промежуточного тектонического комплекса пока можно судить только по геофизическим данным, главным образом по материалам ГСЗ и КМПВ. На профилях ГСЗ выделяются четыре границы, разли-



Р и с. 1. Схематическая палеогеологическая карта времени, предшествующего платформенному чехлу

1 – выступы складчатого фундамента, местами покрытые маломощным промежуточным комплексом; 2 – вулканогенно-осадочная толща пермо-триаса; 3 – терригенная толща верхнего палеозоя; 4 – карбонатная толща среднего палеозоя; 5 – граница изученной территории

чающиеся по величинам граничных скоростей: Ф, I, II, М. Граница Ф интерпретируется как поверхность промежуточного комплекса; граница I – как поверхность складчатого фундамента; граница II понимается как свидетельство какой-то неоднородности внутри консолидированной земной коры; граница М – как основание земной коры (поверхность Мохоровичича). Если на поверхности складчатого фундамента граничные скорости достигают 6,0–6,6 км/с, то на поверхности промежуточного комплекса они повсюду меньше 6,0 км/с и колеблются в основном в пределах 5,4–5,8 км/с.

Расстояние между границами Ф и I по вертикали изменяется в пределах 2–6 км, местами достигая 10 км. Подошва промежуточного комплекса пока нигде не вскрыта бурением. Максимальная проходка по нему составила 1765 м (скв. Малоичская-4 в Новосибирской области).

Промежуточный комплекс фиксируется на расстоянии, примерно равном 70% от общей протяженности профилей ГСЗ. При этом следует учитывать, что часть этих профилей приходится на Урал, Томь-Кольванскую складчатую область, Енисейский кряж, Казахскую складчатую область, Кузбасс. Непосредственно в пределах Западно-Сибирской плиты промежуточный комплекс отмечается на расстоянии, составляющем 80–85% от общей длины профилей ГСЗ.

Таким образом, строение доюрского основания на рассматриваемой территории теперь представляется не в виде почти сплошного развития

складчатого фундамента, преимущественно герцинского, на поверхности которого имеются мелкие изолированные островки промежуточного комплекса, а в виде мощного, широко развитого покрова промежуточного комплекса, который прерывается сравнительно небольшими выступами складчатого фундамента. Такая трактовка хорошо согласуется с современными представлениями о строении других молодых плит, в частности Туранской и Скифской.

Весь стратиграфический объем промежуточного комплекса пока не выяснен. Однако наличие многих стратиграфических подразделений доказано палеонтологически. Наиболее полные фаунистические материалы изучены под руководством Б.С. Соколова по разрезу скв. Малоичская-4. Здесь выявлены силурийские, нижне- и среднедевонские отложения, а на соседних площадях — верхнедевонские, нижне- и среднекаменноугольные образования. Все эти подразделения образуют мощную карбонатную толщу среднего палеозоя, которая на изученной территории широко распространена. Нижняя часть ее бурением пока не вскрыта, поэтому возможно наличие отложений и более древних, чем силурийские.

Вышележащая сероцветная терригенная толща палеонтологически охарактеризована только на Вартовской площади, расположенной в северной части Томской области. Здесь описаны фауна двустворок, свидетельствующая о верхнепалеозойском возрасте, а также перетолженная микрофауна верхнего девона (в обломках известняков).

На отдельных площадях под юрскими отложениями скважинами вскрываются терригенные, нередко красноцветные отложения, переслаивающиеся с эффузивами, зачастую довольно мощными. По условиям залегания (между верхнепалеозойскими и юрскими отложениями) и по аналогии с подобными образованиями на Сибирской платформе эта толща предположительно отнесена к пермо-триасу.

На ряде разведочных площадей под юрскими отложениями скважины вскрыли довольно свежие эффузивы и не вышли из них. При отсутствии осадочных пород судить о возрасте этих эффузивов очень трудно. Они могут быть и пермо-триасовыми, и верхнепалеозойскими, и среднепалеозойскими, поскольку неподалеку известны отложения этих возрастов, содержащие эффузивы примерно таких же типов. Поэтому не исключено, что распространение пермо-триасовых отложений окажется более широким, чем это представляется в настоящее время.

На крайнем востоке изученной территории, в области широкого развития пермо-триаса, единичными скважинами вскрыты более древние отложения. В одном случае это известняки с фауной верхнего докембрия—нижнего кембрия, в других случаях — карбонатные и терригенные породы нижнего палеозоя и девона. Пока объем материала недостаточен для того, чтобы судить о площадном распространении этих комплексов и об их взаимоотношениях с рассмотренной выше карбонатной толщей среднего палеозоя.

В течение континентального перерыва, предшествовавшего накоплению платформенного чехла Западно-Сибирской плиты, верхняя часть доюрских образований была превращена в кору выветривания. Она развита по разнообразным породам и промежуточного тектонического

комплекса, и складчатого фундамента. По-видимому, кора выветривания имела почти повсеместное распространение, но к началу формирования платформенного чехла местами была размыта. Ее мощность колеблется от нуля до 50–70 м, а в отдельных случаях — до 100 м и несколько больше.

Сверху вниз обычно наблюдается плавный переход от коры выветривания через менее выветрелые породы к невыветрелым. Однако этот переход нередко осложняется чередованием пород, обладающих различной устойчивостью по отношению к факторам гипергенеза. Поскольку большинство скважин вскрыли лишь первые десятки метров доюрских образований, значительная часть палеозойского керна представлена корой выветривания или существенно выветрелыми породами.

Притоки нефти и газа из палеозойских отложений связаны главным образом с мощной карбонатной толщей силура—среднего карбона, залегающей непосредственно под юрскими отложениями на обширной территории в западных частях Томской и Новосибирской областей (см. рис. 1). Общая площадь распространения среднепалеозойских карбонатных образований, несомненно, еще больше, но во многих районах они перекрыты более молодыми отложениями промежуточного комплекса. Так, в Омской области и на западе Новосибирской области они прослежены под вулканогенно-осадочной толщей пермо-триаса геофизическими методами и местами вскрыты бурением. В Барабинской опорной скважине девон доказан микрофауной. На северо-западе Омской области обнаружены известняки среднепалеозойского облика, но без фауны. В Томской области восточнее выявленной территории развития среднего палеозоя отмечается девонская фауна, переотложенная в верхнем палеозое.

Эта толща сложена в основном известняками и доломитами с явно подчиненными им прослоями кремнистых, терригенных и вулканогенных пород. Преобладают органогенные известняки с фауной кораллов, мшанок, криноидей, строматопор, фораминифер, брахиопод, пелеципод, остракод; имеются рифостроящие организмы, а также водоросли.

Судя по характеру фауны и по соотношениям между органическим углеродом, формами железа и серы, толща формировалась в обширном морском бассейне с нормальной соленостью вод, с преимущественно восстановительной обстановкой диагенеза в осадках. Из форм реакционноспособного железа преобладает закисная. В известняках на долю пиритного железа в среднем приходится 34%, а на долю окисного — только 4%.

По фациально-палеогеографическим условиям карбонатную толщу среднего палеозоя следует оценивать как высокоперспективную на нефть и газ. Это заключение подтверждается также и показателями органической геохимии. Правда, средние содержания  $C_{орг}$  в терригенных породах несколько ниже кларковых, но такие отложения составляют незначительную часть разреза. Зато карбонатные породы по содержаниям  $C_{орг}$  (в среднем 0,72%) не уступают одновозрастным и литологически сходным породам Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и в 2,5 раза превосходят кларковый уровень. А в глинистых известняках содержания  $C_{орг}$  колеблются от 0,58 до 1,49%, составляя в среднем 0,89%. Очень

важно, что это в основном сапропелевое органическое вещество — главный источник нефтяных углеводородов.

Карбонатные породы среднего палеозоя обогащены и автохтонным, и аллохтонным битумоидом (экстракция хлороформом при комнатной температуре). Для диагностики генетических типов битумоидов использовался коэффициент битумоидности, содержания гетерозлементов, углерода, водорода, масел, смол, асфальтенов, а также изотопный состав углерода. По всем этим показателям различия между преимущественно автохтонными и преимущественно аллохтонными битумоидами выражены вполне ясно. В известняках содержания первых составляют в среднем 0,027%, а вторых — 0,048%, что значительно превышает кларковый уровень.

Битумоиды существенно восстановленные. Суммарное содержание гетерозлементов у автохтонных битумоидов равняется в среднем 9,88%; а у аллохтонных — 7,93%, отношение углерода к водороду — соответственно 7,9 и 7,8%, содержание масел — 39,2 и 42,4%. Масштабы эмиграции битумоидов из материнских пород, оцененные по коэффициенту битумоидности и составу битумоидов, составляют в среднем 75%. Как видно из приведенных данных, битумоиды карбонатных пород среднего палеозоя по количеству и качеству сходны с битумоидами изученных нефтеносных свит.

Верхнепалеозойская терригенная толща промежуточного комплекса формировалась в мелководных солоноватых водоемах. Об этом свидетельствуют характер фауны пелеципод, низкое отношение пиритного железа к органическому углероду (0,07—0,19 против 0,6—1,2 в среднем палеозое), текстурные признаки (резкая косая слоистость, прослои неокатанного гравия и др.). Возможно, это были небольшие разобщенные водоемы. Соотношения между формами реакционноспособного железа в породах этой толщи типичны для слабовосстановительных условий диагенеза. Окисного железа здесь не больше, чем в породах среднего палеозоя, но пиритного железа намного меньше (4—6%). В отдельных разрезах отмечаются и слабоокислительные обстановки. По фациальным показателям верхнепалеозойскую толщу мощно оценивать как перспективную на нефть и газ, но в меньшей мере, чем среднепалеозойскую.

В составе промежуточного тектонического комплекса терригенные породы верхнего палеозоя являются наиболее обогащенными органическим углеродом (в аргиллитах его в среднем 1,27%). Однако следует учитывать, что содержания  $C_{орг}$  в аргиллитах и алевролитах при прочих равных условиях намного выше, чем в известняках. По относительной обогащенности  $C_{орг}$  терригенные породы верхнего палеозоя (в 1,5 раза выше кларка) уступают карбонатным породам среднего палеозоя (в 2,5 раза выше кларка). С другой стороны, в верхнепалеозойской толще преобладает гумусовое органическое вещество, тогда как в среднепалеозойской — сапропелевое. В верхнепалеозойских аргиллитах битумоидов заметно меньше, чем в среднепалеозойских известняках (автохтонных — 0,024%, аллохтонных — 0,028%).

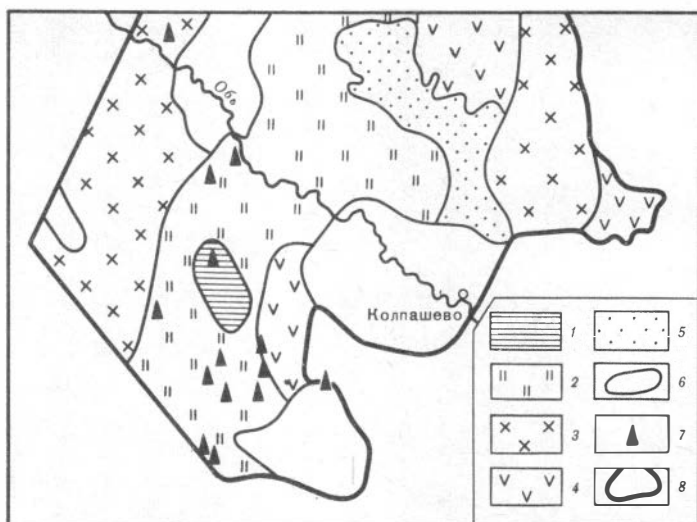
Вулканогенно-осадочная толща пермо-триаса на территории Томской области формировалась в пресноводных и солоновато-водных бассей-

нах. Отношение пиритного железа к органическому углероду в аргиллитах колеблется от 0,05 до 0,14. Реакционноспособное железо на 25–30% представлено окисной формой и лишь на 1,5–2,0% пиритной, что свидетельствует о слабоокислительных и даже окислительных обстановках в диагенезе. Содержания в осадочных породах  $C_{орг}$  выражаются сотыми долями процента, а битумоидов — тысячными. Совершенно очевидно, что эти отложения не могут рассматриваться в качестве нефтепроизводящих. Но так как в Омской и Новосибирской областях пермо-триас широко распространен и геохимически пока еще слабо изучен, можно надеяться, что здесь будут встречены отложения этого возраста, в той или иной мере перспективные на нефть и газ.

Для оценки перспектив нефтегазоносности промежуточного тектонического комплекса особое значение приобретает степень катагенеза осадочных пород и рассеянного в них органического вещества. В промежуточных комплексах, содержащих магматические образования, перекрытых мощными платформенными чехлами и сформировавшихся в разнообразных тектонических обстановках, можно ожидать широкий спектр стадий катагенеза: от средних до весьма высоких. Поэтому на значительной части рассматриваемой нами территории было проведено детальное изучение катагенеза рассеянного органического вещества главным образом углепетрографическими методами. В качестве основного показателя степени катагенеза использовалась отражательная способность витринита. Схематическая карта, приведенная на рис. 2, составлена А.Н. Фоминым. На ней показан катагенез верхней части промежуточного комплекса, вскрытой многими скважинами.

Среднюю часть карты занимает обширная субмеридиональная зона в которой верхняя часть промежуточного комплекса испытала катагенез до стадии ГЖ–Ж. На юге этой зоны пробурена упоминавшаяся выше скв. Малоичская-4, которая прошла по палеозойским отложениям 1765 м. В этом интервале степень катагенеза ОВ нарастает от стадии Ж до стадии К, причем признаки нефтеносности отмечались по всему вскрытому разрезу. Это дает основание предполагать для данной зоны возможность распространения нефтепроизводящих отложений на глубину до 2000 м ниже подошвы платформенного чехла. В середине этой зоны на значительной площади степень катагенеза ОВ в верхней части промежуточного комплекса на одну стадию ниже. Здесь обстановка, благоприятная для формирования и сохранения нефтяных залежей, могла быть и на 3000 м ниже подошвы платформенного чехла. На западе и востоке изученной территории имеются зоны с катагенезом ОВ до стадий ЖК–К; в них нефтепроизводящие отложения предполагаются только в верхней тысяче метров промежуточного комплекса. В трех небольших зонах с катагенезом до стадий ОС–Т сохранение нефтяных залежей маловероятно, но перспективы на газ имеются. На схеме обозначены зоны и с более высоким катагенезом, видимо, бесперспективные на нефть и газ.

Районы, перспективные на нефть по условиям катагенеза (до стадии К), составляют в сумме около 78% от изученной в этом отношении территории распространения промежуточного комплекса. За пределами схематической карты (см. рис. 2), где катагенез пока не изучен, но



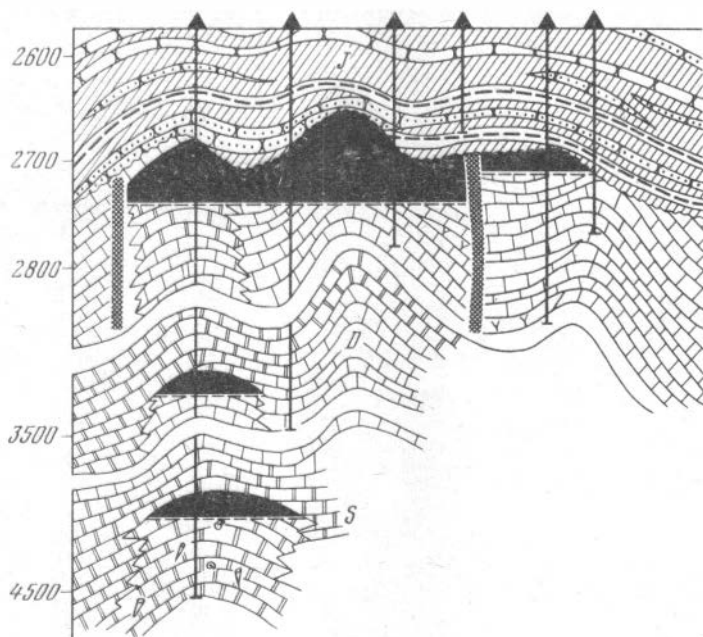
Р и с. 2. Схематическая карта катагенеза верхней части промежуточного комплекса  
 1–6 – зоны катагенеза до стадий: 1 – ДГ–Г, 2 – ГЖ–Ж, 3 – ЖК – К, 4 – ОС–Т, 5 – Т–ПА, 6 – ПА–А; 7 – притоки нефти и газа; 8 – граница изученной территории

характер строения промежуточного комплекса примерно такой же (например, в Омской области и в большей части Новосибирской), перспективные зоны катагенеза, вероятно, развиты столь же широко.

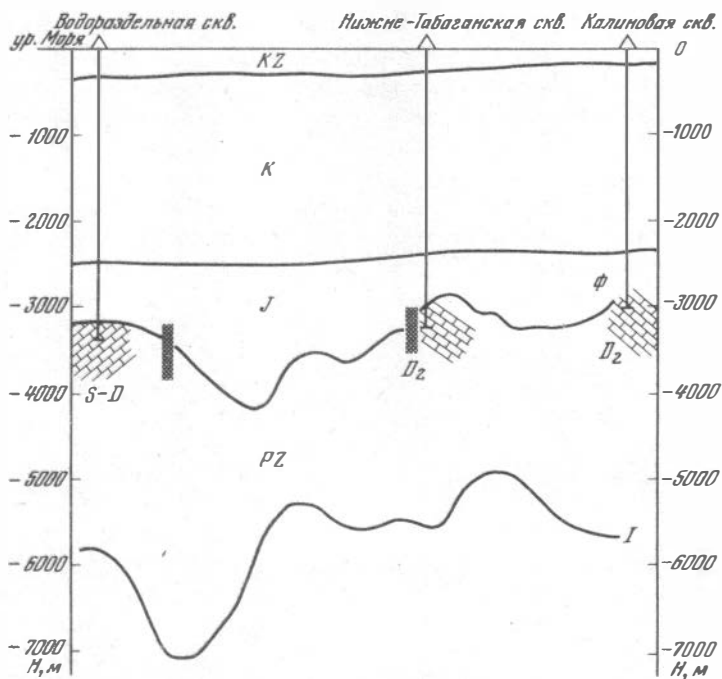
Имеются и прямые доказательства нефтегазоносности промежуточного комплекса. На 14 разведочных площадях (см. рис. 2) получены притоки нефти и (реже) газа из палеозойских отложений, в том числе на 11 площадях притоки промышленного характера. На других шести площадях из нижней части платформенного чехла, зачастую из базального пласта, получены нефти, возможно, мигрировавшие из палеозоя. На семи площадях в палеозойских водах выявлены значительные концентрации ароматических углеводородов, обычно отмечающиеся только в непосредственной близости к залежам. Наконец, еще на 10 площадях при проводке скважин в палеозойских отложениях наблюдались разнообразные проявления нефти и газа (мелкие притоки газа, нефтяные пленки, аномалии газового каротажа).

Все упомянутые притоки нефти и газа и проявления углеводородов, за исключением недавно пробуренной скв. Малоичская-4, были получены из верхней части промежуточного комплекса или даже из зоны контакта палеозоя с мезозоем. Поэтому обычно предполагалось, что эти нефти мигрировали из юрских отложений. Однако более детальные исследования свидетельствуют в пользу сингенетичности палеозойских нефтей палеозойским же отложениям.

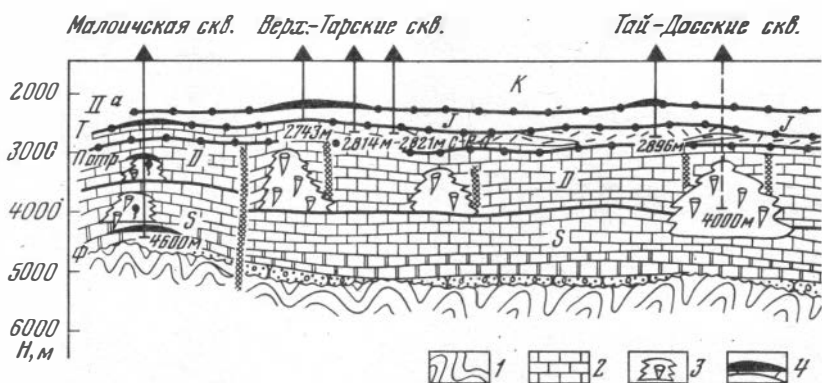
Изотопный состав углерода как юрских, так и палеозойских нефтей и битумоидов строго согласуется с фациями вмещающих отложений: в континентальных юрских отложениях углерод легче, чем в морских



Р и с. 3. Схематический профиль Малоличского нефтяного месторождения.



Р и с. 4. Соотношения сейсмических границ в Нюрольской впадине  
 Ф — поверхность промежуточного комплекса



Р и с. 5. Схематический профильный разрез юго-восточной части Норильской впадины

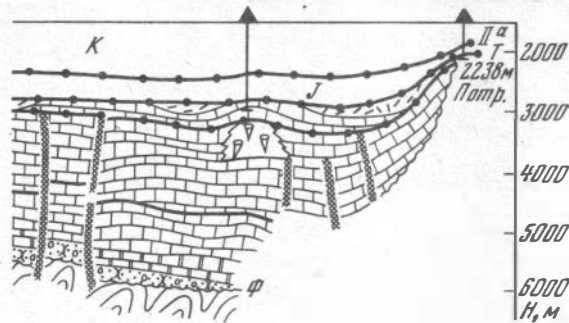
1 — складчатый фундамент; 2 — известняки среднего палеозоя; 3 — предполагаемые рифогенные массивы; 4 — залежи нефти

палеозойских. У палеозойских нефтей оптическая активность в 2–4 раза ниже, чем у юрских, причем, левое вращение встречается только у палеозойских нефтей и битумоидов. Различия между палеозойскими и юрскими нефтями, а также зависимость состава палеозойских нефтей от состава палеозойских битумоидов выражены и по ряду других признаков.

Изучение водорастворенных органических веществ (ВОВ), выполненное А.С. Зингером, показало отсутствие гидродинамических связей между юрскими и палеозойскими водоносными горизонтами. Воды палеозоя по ВОВ резко отличаются от вод нижней гидрогеохимической зоны юры, имеющей мощность порядка 100–200 м, и обнаруживают некоторое сходство с водами более высоких горизонтов юры. Кроме того, на большинстве площадей расстояния по разрезу между палеозойскими нефтесносными породами и ближайшими к ним юрскими продуктивными пластами значительно превышают амплитуды локальных поднятий. Следовательно, если бы юрская нефть проникла в палеозойские отложения, то только путем межпластовой миграции сверху вниз, что весьма сомнительно.

Наконец, в последние годы в связи с началом бурения глубоких скважин на палеозой появились первые данные о нефтегазопроявлениях во внутренних частях промежуточного комплекса, в которые мезозойская нефть проникнуть никак не могла. Яркий пример — Малоичское месторождение (рис. 3). Здесь пятью скважинами вскрыта массивная нефтяная залежь, приуроченная к верхней, закарстованной части промежуточного комплекса и экранированная базальной пачкой юрских отложений. Кроме того, ниже по разрезу глубокой скважиной в карбонатных породах выявлены еще две залежи, предположительно пластовые.

В промежуточном комплексе изученной территории вероятно формирование залежей почти всех известных типов. Возможно, что большая часть запасов, как и по среднемировым данным, будет связана со сво-



довыми ловушками. Во всяком случае первые нефтяные фонтаны из палеозоя получены на сводах по поверхности палеозоя.

Поиски сводовых залежей затруднены тем, что геофизические методы картирования внутренней структуры промежуточного комплекса еще только разрабатываются. Однако анализ развития локальных поднятий свидетельствует о том, что палеозойский структурный план в значительной мере унаследован мезозойским. На рис. 4 показан пример соответствия формы поверхности промежуточного комплекса, которая согласуется с мезозойскими реперами, структуре его подошвы. Это дает основание начинать поисковое бурение на палеозойскую нефть, опираясь на структурный план юрских отложений.

Поскольку в среднепалеозойской части промежуточного комплекса широко распространены карбонатные породы, в которых обнаружены многочисленные остатки разнообразных организмов — рифообразователей, естественно предполагать, что значительная часть нефтяных ресурсов промежуточного комплекса связана с рифогенными массивами. Последние могут оказаться более интересными, чем локальные поднятия. Хорошо фронциаемые зоны обычно встречаются в каждом рифогенном массиве, а за пределами массивов поиск таких зон в карбонатных толщах представляет собой сложную задачу. В южной части изученной территории по комплексу косвенных признаков предположительно намечена полоса рифогенных массивов (рис. 5).

Особый интерес представляют зоны регионального выклинивания промежуточного комплекса на склонах выступов складчатого фундамента. Эти зоны имеют очень большое суммарное протяжение, окаймляя все выступы складчатого фундамента (см. рис. 1). Промежуточный комплекс выклинивается здесь полностью, скорее всего по ступенчатым сбросам, причем породы промежуточного комплекса воздымаются в сторону выклинивания, что способствует формированию стратиграфически экранированных залежей.

На юго-востоке Западно-Сибирской плиты объемы осадочных пород, в которых могли проходить процессы образования нефти и газа и формирования их залежей, в промежуточном комплексе больше, чем в промышленно-нефтеносных отложениях верхней юры и во всей

юре. Поэтому здесь можно рассчитывать на открытие в палеозое ресурсов нефти и газа. Вероятно, промежуточные комплексы в той или иной мере нефтегазоносны и на других молодых платформах.

## А B S T R A C T

New oil and gas level, confined to the interjacent tectonic complex, has been discovered in south-eastern West Siberian Platform. The unit is deposited between the folded basement and the platform mantle; it is widely developed and reaches thickness of 2–6 km.

The interjacent complex through paleontological methods revealed the Upper Pre-Cambrian – Lower Cambrian, Silurian, Devonian, Carboniferous and the Upper Paleozoic unit. The Permian–Triassic is distinguished tentatively. The top of interjacent complex is presented by the crust of weathering, which is locally missing. Its thickness ranges from nothing to 100 m.

Sedimentary rocks filling the interjacent complex in the majority of regions have not undergone any essential metamorphism. In this respect the rocks in many instances do not differ from those at the bottom of the platform mantle. Detailed carbonpetrographic study of the dispersed organic matter showed, that 78% of the interjacent complex area as for catagenetic conditions are prospective for oil. Thickness of promising deposits reaches 2–3 km.

There is a thick Middle Paleozoic carbonaceous series revealing all the features of oil and gas occurrence. It had been formed in a spacious marine basin with normal water salinity and reducing environment in sediments. With respect to contents of organic carbon and bitumen, extracted by chloroform, the limestones of the series are rivaling with those from the Volgo–Ural oil and gas province.

In the 14 developing areas the wells into the Paleozoic discovered inflows of oil and gas, 11 of them have been proved economically interesting (60–100 m<sup>3</sup>/d and even 400 m<sup>3</sup>/d). Ten sites revealed occurrences of oil and gas in the Paleozoic. In 7 areas the Paleozoic waters contained notably high concentrations of aromatic hydrocarbons, which normally occur near oil bodies. In some areas at the bottom of the platform mantle the crude oils were encountered, they are likely to migrate from the Paleozoic.

Paleozoic oils by many parameters of composition and other properties differ from Jurassic oils and in some respect are similar to the Paleozoic rocks' organic matter. Organic matters, dissolved in subterranean waters, testify against hydrodynamic relations between the Paleozoic reservoir rocks and the above-going Jurassic reservoir beds. The evidences obtained support the concept about Paleozoic crude oils to be formed in the Paleozoic sediments proper.

The best known Paleozoic oil field is the Maloichskoye (Novosibirsk Region). Five holes discovered there a thick oil body in the upper karst portion of the interjacent complex. Its screen is represented by a basal Jurassic member. Some 800–1500 m down the sequence one hole discovered

two more oil bodies. In other developing areas Paleozoic oils have been discovered only at the top of interjacent complex.

The interjacent complex is assumed to contain oil and gas bodies of all known types. Basic resources, like in other regions, are expected to be accumulated in the arch deposits. Analysis of the local rises development and some geophysical data prove the Paleozoic and Mesozoic datums to be adequate enough. This allows to begin exploratory drilling for Paleozoic oil according to the Jurassic structural plan.

Wide development of organic limestones with corals, bryozoans and other faunas in the Middle Paleozoic encourages to look for oil bodies in reef masses. The zones of pinching out the interjacent complex in the sloping prominences of the folded basement are of special interest. The zones show a long strike and the interjacent complex pinches out completely within them with the rocks trending upward the zone of pinching out and thereby contributing to the formation of large stratigraphic units.

Similar oil and gas levels are likely to be found on the other young platforms.

УДК 553.98.2.044.48

В.В. СЕМЕНОВИЧ, С.П. МАКСИМОВ, С.А. ВИННИКОВСКИЙ,  
И.П. ЛАВРУШКО

## **МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА КРУПНЫХ ТЕРРИТОРИЙ**

Для сравнительных оценок степени нефтегазоносности различных территорий используются начальные потенциальные ресурсы. Они определяются как сумма начальных промышленных запасов разведанных залежей (включая добытые нефть, газ и конденсат), предполагаемых запасов неразведанных частей открытых залежей и количественной оценки перспектив нефтегазоносности. Если первые две составляющие потенциальных ресурсов относятся к месторождениям, установленным разведкой, то последняя является оценкой прогнозной. По своему составу она далеко не однородна и отвечает, с одной стороны, локализованным оценкам неразведанных еще горизонтов имеющих месторождений и установленных, но не опоскованных локальных ловушек, а с другой — нелокализованным оценкам перспективных нефтегазоносных комплексов и горизонтов крупных территорий, имеющих различную степень изученности.

Наиболее достоверная часть прогнозных оценок относится к тем перспективным горизонтам имеющих месторождений, которые пройдены глубокими разведочными скважинами, показавшими нефтегазоносность этих горизонтов по материалам скважинной геофизики, по керну, шлему и результатам исследования с помощью пластоиспытателей, и продуктивность которых установлена на месторождениях этой же зоны нефтегазонакопления.

Следующими в порядке убывания достоверности являются оценки таких горизонтов имеющих месторождений, которые не вскрыты скважинами, но перспективность которых доказывается их продуктивностью на других месторождениях той же зоны нефтегазоаккумуляции (структурно-фациальной зоны).

Еще менее достоверными являются прогнозные оценки, локализованные в ловушках, подготовленных к поисковому бурению, т.е. в таких, контуры которых установлены проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований и степень подтверждаемости размеров и форм которых в пределах района установлена данными глубокого бурения. Помимо этого, необходимо, чтобы в пределах той же зоны нефтегазоаккумуляции (структурно-фациальной зоны) продуктивность предполагаемых в этих ловушках перспективных горизонтов была установлена в аналогичных по геологическому строению месторождениях.

Самыми недостоверными из группы локализованных прогнозных оценок являются оценки выявленных перспективных ловушек, у которых размеры и форма изучены недостаточно, но вместе с тем позволяют предполагать наличие скоплений углеводородов в горизонтах, нефтегазоносность которых является доказанной в пределах той же зоны нефтегазоаккумуляции (структурно-фациальной зоны).

В залежах, неразведанных горизонтах имеющих месторождений и ловушках, подготовленных к поисковому бурению, оценка количества заключенных в них локализованных запасов нефти, газа и конденсата производится объемным методом, а при наличии полноценных геолого-промысловых данных — даже методом материального баланса для нефти и методом падения давления для газа.

Крупные территории, степень изученности которых не позволяет локализовать в них прогнозные оценки, тем не менее различаются плотностью и степенью достоверности последних.

По степени достоверности прогнозные оценки крупных территорий резко разделяются на две группы. Первая, наиболее достоверная, включает оценки тех перспективных нефтегазоносных комплексов и горизонтов, продуктивность которых доказана в пределах данной структуры I порядка (свода, крупного вала, депрессии краевого или предгорного прогиба, межгорной впадины и др.). Вторая, менее достоверная, подгруппа включает в себя оценки тех перспективных комплексов и горизонтов, продуктивность которых предполагается в результате анализа критериев нефтегазоносности рассматриваемой территории; эти комплексы и горизонты должны быть нефтегазоносными в сходных по геологическому строению структурах I порядка.

Таким образом, установленная нефтегазоносность рассматриваемого лито-стратиграфического комплекса является границей, разделяющей резко различные по достоверности подгруппы оценок.

Методика количественной оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий в основном базируется на сравнительном геологическом анализе и проведении аналогий между районами с установленной и предполагаемой нефтегазоносностью (метод геологических аналогий), помимо которых применяется и определение степени генерационных

и аккумуляционных возможностей предполагаемых нефтегазоносных комплексов и территорий (объемно-генетический метод).

Объемно-генетический метод самостоятельно используется при недостатке информации для применения метода геологических аналогий или в комплексе с ним в качестве дополнительного метода, отражающего представления о максимально возможном количестве нефти, газа и конденсата в бассейне или в его частях. По степени достоверности объемно-генетический метод отвечает низшей подгруппе прогнозных оценок.

Как известно, метод геологических аналогий включает в себя два основных способа подсчета: "средних удельных плотностей" (на единицу площади либо объема) и "на осредненную структуру". Принципиальной основой обоих способов является сравнение геологических условий оцениваемой и эталонной территорий. Достоверность оценок зависит от обоснованности выбора эталонных участков, и поэтому к последним сравнительно с расчетными участками предъявляются следующие требования:

однотипность и близость по размерам;

соответствие в ранге нефтегазогеологического районирования, одно-возрастность и принадлежность к сходным литофациальным комплексам;

замкнутость объекта в структурно-миграционном отношении, определяемая проведением границ по миграционным барьерам;

достаточная нефтегеологическая изученность эталона, степень разведанности ресурсов которого должна отвечать промышленным и предполагаемым категориям запасов месторождений;

представительность эталона и недопустимость включения в выборку месторождений с исключительными для района по количеству и качеству запасами.

Расчеты производятся по каждому нефтегазоносному комплексу.

Способ оценки по средним удельным плотностям, приходящимся на единицу площади, предусматривает близкие плотности количества углеводородов, содержащихся в пределах оцениваемого и сравниваемого с ним эталонного участка. Способ оценки по средним удельным плотностям, приходящимся на единицу объема пород, применяется в случае близости значений мощностей осадков оцениваемой и эталонной территорий. Если производится оценка объектов, где уже изучены коллекторские толщи, возможно применение модификации этого способа – расчет удельных плотностей на единицу объема пород-коллекторов. Прогнозная оценка участков распространения ловушек пластового, тектонически-экранированного типа (приуроченных к линейным нарушениям, прослеживаемым на расстоянии десятков километров и более) производится с учетом плотности количества углеводородов, приходящейся на единицу протяженности экранирующих разрывных нарушений эталонного и оцениваемого участков.

Прогнозная оценка нефтегазоносности способом подсчета на осредненную структуру наиболее успешно применяется в достаточно хорошо изученных районах, где известна морфология локальных структур. Обязательным условием успешности прогнозной оценки должна быть гео-

тектоническая идентичность сравниваемых участков. В случае приуроченности нефтегазоносных комплексов в разрезе оцениваемой территории к нескольким структурным этажам, расчеты производятся по каждому из них.

Расчеты прогноза нефтегазоносности способом на осредненную структуру и определение суммарных оценок перспективных структур, подготовленных к поисковому бурению, подразумевают использование поправочного коэффициента на степень достоверности оценки запасов в ретроспективе по статистике, характеризующей соотношение оценки запасов проверенных бурением структур (на дату ввода их в бурение) и начальных запасов месторождений, открытых на этих структурах.

Совершенствование метода сравнительных геологических аналогий связывается прежде всего с использованием геолого-математического моделирования процессов нефтегазообразования на эталонных территориях для уточнения плотности содержащихся в них запасов. По используемому математическому аппарату применяются в основном две модификации анализа: использование алгоритмов распознавания образов и регрессионный анализ.

Сущность первой модификации состоит в введении критерия подобия объектов и отнесении оцениваемого объекта к одному из классов на основании наибольшей схожести его на соответствующего представителя эталонной выборки. Алгоритмы в какой-то мере моделируют опытного геолога. Наилучшие результаты на "экзаменах" эталонных выборок имеют наборы информативных признаков, содержащих не только сведения о запасах в залежах, о морфологии, литологии и т.п., но и признаки, определяющие масштабы, характер и особенности процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

Вторая модификация сводится к определению методики корреляционного и факторного анализов информативных признаков эталонных участков, связанных с начальной плотностью потенциальных ресурсов углеводородов, и к определению методами регрессионного анализа зависимости между плотностью и информативными параметрами. В число информативных признаков опять-таки включаются параметры, определяющие закономерности формирования и размещения залежей.

Таким образом, пути совершенствования метода сравнительных геологических аналогий связываются с возможностями перехода к более независимым оценкам путем включения элементов объемно-генетического метода.

Как уже говорилось, объемно-генетический метод сводится к определению степени генерационных и аккумуляционных возможностей предполагаемых нефтегазоносных комплексов. Для его использования необходима информация о распределении  $S_{орг}$ , типах ОБ, количестве и составе синбитумов и эпибитумов, типах геохимических фаций, палеоглубинах и палеотемпературах; требуются реконструкции палеотектонического и палеогидродинамического режимов, установление проводящих путей миграции, анализ планового соотношения очагов генерации, ареалов нефтегазоаккумуляции и рассчитанных плотностей начальных ресурсов. Метод применим для прогнозной оценки крупных нефтега-

зональных провинций, приуроченных к единому седиментационному бассейну. В идеале бассейн должен быть замкнутым, но с учетом реальных ситуаций допускается использование метода и для части седиментационного бассейна, включающей очаг генерации и позволяющей реконструировать закономерности формирования нефтегазоматеринских толщ. Метод дает возможность рассчитать верхний предел начальных потенциальных ресурсов в целом по бассейну и дифференцированно по его крупным участкам и лито-стратиграфическим комплексам, а также выделить оценочные комплексы и оценить количественное распределение ресурсов нефти и газа в каждом из них.

Значительная амплитуда колебаний абсолютных значений подсчетных коэффициентов генерации, эмиграции и аккумуляции приводит к большой условности объемно-генетического метода. Возможности совершенствования его связываются с уточнением оценки масштабов нефтегазообразования в геологических формациях различного типа, с учетом влияния на процесс аккумуляции соотношения нефтегазопроизводящих толщ с флюидоупорами, с литофациальной особенностью последних, с созданием геолого-математических моделей.

Помимо геологических факторов и степени геолого-геофизической изученности крупных прогнозируемых территорий, надежность результатов во многом зависит от правильного выбора способа или комплекса способов прогнозных оценок применительно к конкретным объектам подсчета. Анализ предыдущих прогнозных оценок нефтегазоносности различных территорий СССР показал, что основным остается способ подсчета средних удельных плотностей запасов. Он является обязательным для всех нефтегазоносных провинций и областей, но для контроля должен сопровождаться расчетом и по любому из других способов оценки, выбор которого зависит от количества информации и характера геологического строения оцениваемой территории. Среди дополнительных методов и способов прогнозной оценки в зависимости от величины объекта прогноза рекомендуются следующие:

1) для крупных частей разреза в той или иной степени обособленных нефтегазоносных бассейнов или частей бассейнов, изученных лишь мелко-масштабными геолого-геофизическими исследованиями, отдельными опорными и параметрическими скважинами, — объемно-генетический метод, который позволяет получить максимальный уровень оценок;

2) для литолого-стратиграфических комплексов осадочных пород в пределах структур I порядка, изученных региональными геолого-геофизическими и буровыми работами, — разные модификации способа подсчета на осредненную структуру с использованием, где возможно, геолого-математических моделей;

3) для сравнительно однородных регионально распространенных нефтегазоносных комплексов и горизонтов в пределах зон нефтегазонакопления (структурно-фациальных зон), изученных детальными геолого-поисковыми работами и разведочными скважинами, — способ подсчета средних удельных плотностей запасов, приходящихся на единицу объема пород-коллекторов, и другие способы, основанные на использовании принципа объемного метода.

В районах, где применяются новые по сравнению с ранее использовавшимися способы, обязательно производится подсчет предыдущим способом оценки для сравнения с прежним результатом.

В связи с недостаточностью наших представлений о процессах нефтегазобразования, неполнотой знаний об объектах прогноза, разной степенью их изученности и т.п., прогнозирование нефтегазоносности всегда осуществляется в условиях большей или меньшей неопределенности и сами оценки носят вероятностный характер. Степень обоснованности прогнозной оценки может определяться по размерам доверительного интервала и смещения наиболее вероятного значения от экстремальных (минимального и максимального). Более точными являются те прогнозные оценки, которые имеют более узкий доверительный интервал при одной и той же доверительной вероятности.

Для прогнозирования фазового состояния углеводородных скоплений, развитых в оцениваемой территории, используется геолого-статистический и геолого-геохимический способы раздельного прогнозирования. Первый способ основан на анализе фактического распределения весовых соотношений газа и нефти и построении карт изолиний, второй — на выявлении генетической связи нефтяных и газовых скоплений с типом исходного ОВ и со стадией его катагенеза, а также закономерностей миграции жидких и газообразных углеводородов. Зонам преимущественной газогенерации отвечают преобладание ОВ гумусового типа всех градаций катагенеза, наличие сапропелевого и смешанного ОВ ранних градаций, преобладание концентрированных форм ОВ (угольные пласты) над рассеянными. Зонам преимущественно нефтеносным отвечает сапропелевый тип ОВ средних стадий катагенеза. Для применения геолого-геохимического способа необходимы проведение фацеального анализа, обобщение материалов по геохимии ОВ и степени его катагенеза, определение влияния крупномасштабной миграции на распределение зон нефте- и газонакопления. Используются способы геолого-математического моделирования с применением алгоритмов распознавания образов. В качестве объектов обучения для нефтегазоносного комплекса берутся эталонные участки, в описании которых принимают участие параметры, характеризующие все стадии формирования скоплений углеводородов: генерацию, дифференциацию в процессе миграции, аккумуляцию и сохранность сформированных залежей.

При прогнозировании нефтегазоносности крупных территорий с использованием метода аналогий производится оценка количества газа, растворенного в нефти, и количества газового стабильного конденсата.

Качество газового сырья определяется содержанием основных газовых компонентов: метана, этана, пропана, бутана, сероводорода, газовой серы, а также гелия.

Прогнозная оценка нефтегазоносности, подсчитываемая в геологических ресурсах, переводится в извлекаемые запасы путем определения ожидаемой нефтеотдачи. С возрастанием требований к достоверности прогнозной оценки повышаются и требования к обоснованию принимаемых коэффициентов нефтеотдачи. При этом учитывается, что реализация прогнозной нефтеотдачи будет осуществляться на протяжении несколь-

ких десятилетий, а следовательно, при определении ее необходимо учитывать научно-технический прогресс и оптимальную экономическую обоснованность. Дифференцированное прогнозирование нефтеотдачи для частей лито-стратиграфического (нефтегазоносного) комплекса, имеющих четкие границы, разделяющие области различных геолого-промысловых параметров, производится применительно к последним. В основу определения нефтеотдачи для прогнозной оценки кладется расчет на базе средневзвешенных по запасам значений нефтеотдачи в залежах, разведанных в эталонном участке. Естественно, что при этом из эталонной выборки исключаются залежи с уникальными геолого-промысловыми характеристиками.

Анализ динамики степени реализации прогнозных оценок нефтегазонасыщенности крупных территорий свидетельствует о возможности использования этого показателя в качестве дополнительного критерия достоверности прежних оценок. Низкая эффективность поисково-разведочных работ в течение длительного времени при достаточных объемах этих работ и невысокой степени реализации прогнозной оценки указывает на завышение последней и требует уточнения подсчетных параметров, и, наоборот, длительная высокая эффективность поисково-разведочного процесса при незначительной степени реализации потенциальных ресурсов свидетельствует о занижении произведенной оценки.

## А B S T R A C T

Ultimate potential resources are the criteria used for comparative evaluation of oil/gas bearing capacity of various areas. They comprise:

- initial commercial reserves in proved pools;
- probable reserves in untested portions of the discovered fields;
- future (speculative) resources which are quantitative evaluation of oil/gas potential of the area in question.

The future resources are estimated for:

- a) untested horizons of the known fields;
- b) delineated but untested traps;
- c) possible oil/gas bearing strata and horizons inferred to be present within the limits of large territories which have various rate of study.

Oil and gas reserves in the discovered pools, untested horizons and delineated traps are estimated with the help of volumetric method. In case reliable data are in hand oil and gas reserves are estimated by the material balance and pressure drop methods respectively.

The following principles lay the ground of quantitative estimating methods used for appraising oil/gas potential of large territories:

- comparative geological analysis and finding analogies between areas with proved and inferred oil/gas potential (geologic analog method);
- evaluation of generating and accumulating potential of inferred oil/gas bearing strata and territories (volume-genetic method).

The volume-genetic method may be applied as an independent one if data in hand are not sufficient to use the geologic-analog method. The

former may also be used as an additional one to determine the maximum quantitative values of oil/gas potential.

Estimation of reserves with the help of the geologic-analog method can be accomplished by two main ways, i.e.

- reserves are estimated per unit of an area or per volume of rocks;
- reserves are estimated for an 'average structure'.

Composition of geological conditions inherent to the area under estimation with those of the reference area is the principal basis of both ways of resource appraisal. Reliability of the calculated values obtained depend upon proper selection of the reference areas, parameters and correction factors. Reference areas must meet certain requirements. Geologic-mathematic approach is considered to be a way which makes this method more perfect.

Application of the volume-genetic method requires information about types of organic matter present in rock and character of its distribution in the succession as well as about amount and composition of bitumoids. Besides, it is necessary:

- to determine types of geochemical facies in key sections;
- to conduct rough paleotectonic and paleohydrogeological reconstructions in order to establish direction and ways of fluid migration;
- to find out spatial relationship between centres of oil/gas generation and areas of accumulation.

The following approaches can improve the method discussed. Estimation of intensity of oil/gas generating process should be performed with higher precision. The next factor to be taken into account is the ratio of oil-generating strata to impermeable rock units of different lithofacial character since it exerts influence on the process of hydrocarbon accumulation. Besides, it is useful to develop geologic-mathematical models.

The further elaboration of methods for quantitative evaluation of oil and gas potential implies that role of independent parameters should be increased and this is considered to be a way to eliminate systematic errors.

The proposed methods provide possibility for differential predicting, i.e. it makes possible to differentiate the territory under investigation into preferentially oil or gas bearing areas. This can be done by using geologic-statistical approaches. The latter way implies finding out genetic relationship between oil/gas accumulations, initial types of organic matter and its catagenic stage as well as regularities in fluid and gaseous hydrocarbon migration.

Recoverable portion of speculative (hypothetical) resources is recommended to estimate by introducing a recovery factor which can be calculated as a weighted-by-reserves mean value of recovery factors of individual oil pools discovered and proved in the reference area which is confined within the studied rock-stratigraphic unit.

Н.А. ЕРЕМЕНКО, Л.И. КРАСНЫЙ, Л.Э. ЛЕВИН,  
Л.И. ЛЕБЕДЕВ

## НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ТИХООКЕАНСКОГО ПОДВИЖНОГО ПОЯСА И ТИХОГО ОКЕАНА

Тихоокеанский суперрегион — одна из основных баз топливно-энергетических и химических ресурсов планеты. Здесь уже выявлено большое число месторождений нефти и газа с суммарными разведанными запасами в 20—25 млрд. т (без СССР). Познание закономерностей размещения залежей нефти и газа в этом суперрегионе имеет как теоретическое, так и практическое значение, поскольку дает возможность вести целенаправленные поиски этих видов полезных ископаемых.

По степени перспективности на нефть и газ здесь выделяются осадочные и осадочно-породные бассейны трех категорий. Собственно осадочные бассейны, представляющие первую категорию, распространены во внутренней области Тихого океана и некоторых котловинах окраинных и внутренних морей. Они являются бесперспективными или малоперспективными в нефтегазоносном отношении из-за отсутствия в разрезе уплотненных пород. Осадочно-породные бассейны второй и третьей категорий распространены на континентах и в переходных областях от континентов к океанам, включая большинство глубоководных котловин окраинных и внутренних морей. В этих бассейнах разрез слагают уплотненные породы, с которыми могут быть связаны перспективы открытия нефти и газа. Генетическая классификация бассейнов трех указанных категорий была разработана Н.А. Еременко и Л.Э. Левиным на основе современных представлений о глобальной направленности нефтегазообразования, нефтегазонакопления и тектогенеза (Вассоевич, 1967; Красный, 1977; Муратов, 1975; Пейве, 1969; Пущаровский, 1975; Становление..., 1976; Хаин, 1970, 1973). Эти представления учитывают формирование складчато-геосинклинальных систем на океанической коре геологического прошлого, значительные масштабы рифтогенеза, обуславливающие распад (раздвиг) ранее сформированных геоблоков континентальной коры, сложное сочетание вертикальных и горизонтальных движений в становлении литосферы Земли в целом и осадочных бассейнов в частности (рисунок см. вкл., табл. 1).

Осадочно-породные бассейны современных активных окраин приурочены к внутренним и внешним впадинам в системах островных и горных дуг, находящихся на начальной стадии формирования континентальной коры.

Аналогичные бассейны древних активных окраин развиваются на континентальной коре в переходных областях различных типов: на склонах платформ, обращенных к эвгеосинклинальным зонам, и на склонах платформ, расположенных в зоне перехода к коре субокеанического типа глубоководных котловин окраинных морей; на континентальной коре срединных массивов, сменяющихся субокеанической

Т а б л и ц а 1

## Генетическая классификация осадочных и осадочно-порodных бассейнов

| Категория   | Тип и подтип*  |   |
|---|--|---|
| Океаническая  | Внутриокеанических плит<br>Внутренних и окраинных морей с океанической корой<br>Внутренних плато |   |
| Транзитальная<br>(современных<br>и древних океанических окраин) | Современных активных океанических окраин<br>Древних активных океанических окраин                 |   |
|   | орогенных впадин внутренних морей с субокеанической корой  | перикратонных (в том числе окраинных морей с субокеанической корой) |
|   | Древних пассивных океанических окраин<br>Современных пассивных океанических окраин               |   |
| Внутриконтинентальная   | Орогенных впадин   | в складчатых областях<br>в областях эпиплатформенного орогенеза     |
|   | Внутриплатформенных синеклиз   |   |

\* Распространение каждого типа и подтипа см. на рисунке.

(порой океанической) корой внутренних морей. В последнем случае обрамлением могут служить как эвгеосинклинальные зоны допозднейкайнозойских складчато-геосинклинальных систем, так и островные дуги. Соответственно первые рассматриваются в качестве бассейнов перикратонных, вторые — орогенных, внутрискладчатых.

В пределах горных сооружений выделяются два типа бассейнов на континентальной коре: бассейны, приуроченные к небольшим по площади межгорным впадинам (орогенные впадины в складчато-геосинклинальных системах), и бассейны, приуроченные к впадинам в областях эпиплатформенного орогенеза.

На древних и молодых платформах получают распространение осадочно-породные бассейны еще трех типов. Первый приурочен к внутриплатформенным синеклизам, второй (бассейны древних пассивных окраин) — к склонам платформ, обращенным к миогеосинклинальным зонам в складчато-геосинклинальных системах, третий (мегабассейны современных пассивных океанических окраин) — к окраинам континентов с охватом шельфа, континентального склона и его подножья, а также прилегающих районов глубоководных океанических котловин.

Подавляющее большинство осадочно-породных бассейнов<sup>1</sup>, выполненных уплотненными породами осадочного и вулканогенно-осадочного происхождения, являются перспективными в нефтегазоносном отношении.

Рассмотренная генетическая классификация получает подтверждение не только в конкретных особенностях геологического строения (тип

<sup>1</sup> Далее для краткости бассейны называются просто осадочными.

земной коры, вертикальный и латеральный ряд формаций и т.д.), но и в специфических показателях нефтегазоносности — стратиграфическом объеме и наборе формационного состава продуктивных пластов, распределении этих пластов по глубине, тектонической позиции наиболее крупных зон нефтегазонакоплений, характеристиках суммарного объема потенциально нефтегазонаосной толщи, ее средневзвешенной мощности, доказанных и вероятных плотностей запасов. Общими для всех групп бассейнов остаются, пожалуй, лишь два показателя нефтегазоносности — набор типов ловушек и наличие непроницаемых покрышек. Однако эти показатели могут рассматриваться как общие, равнозначные для осадочных бассейнов всех типов лишь с известными ограничениями. Последнее вызвано тем, что ловушки в поднадвиговых структурах, экранированные сбросо-сдвигами, равно как и покрышки, представленные покровами базальтов, характеризуют в большой степени осадочные бассейны, либо претерпевшие существенную деструкцию земной коры, либо осложненные зонами горизонтальных перемещений, либо испытывавшие то и другое.

Общегеологическая обстановка нефтегазонакопления в бассейнах каждой из групп определяется различными факторами:

в бассейнах современных активных окраин — узким стратиграфическим диапазоном распространения продуктивных пластов (поздний мезозой — кайнозой), но с повышенной промышленной нефтегазоносностью дельтового комплекса эоцен-миоценового возраста; преобладанием литологических ловушек; последовательным увеличением масштаба промышленной нефтегазоносности в направлении к наиболее погруженным структурным элементам; широким спектром коллекторов осадочного, вулканогенно-осадочного и вулканогенного генезиса;

в бассейнах древних активных окраин — широким стратиграфическим диапазоном промышленной нефтегазоносности (в некоторых бассейнах фанерозой в целом); региональной нефтегазоносностью отложений миоцен-плиоценового возраста при важной роли дельтовых образований; связью ареалов концентраций месторождений с рифтогенными прогибами, а зон нефтегазонакопления — с разломами продольной и поперечной ориентировки и погребенными поднятиями; разнообразием типов ловушек и пластов-коллекторов мелководно-морского, дельтового, континентального и вулканогенно-осадочного генезиса; многопластовым характером большинства месторождений (причем крупные скопления часто связаны с рифовыми массивами, литологическими и стратиграфическими ловушками);

в бассейнах древних пассивных окраин — продуктивностью отложений фанерозойского возраста в целом, но преимущественно мезозой и кайнозой; приуроченностью большинства залежей к орогенному комплексу передовых прогибов, в том числе и к палеодельтам; преобладанием мелких и средних по запасам месторождений;

в бассейнах орогенных впадин на континентальной и субконтинентальной коре — преимущественной нефтегазоносностью отложений мезозойского и кайнозойского возраста, отличающейся приурочен-

ностью большинства продуктивных пластов к глубинам от 0,5 до 1,5 км; отсутствием пластов-коллекторов карбонатного типа;

в бассейнах орогенных впадин областей эпиплатформенного орогенеза — нефтегазоносностью отложений от пермского до неогенового возраста включительно; тяготением крупных зон нефтегазоаккумуляции к рифтогенным прогибам; преобладанием терригенных типов коллекторов континентального генезиса;

в бассейнах внутриплатформенных синеклиз — преимущественной нефтегазоносностью палеозоя; ведущей ролью трещинных карбонатных коллекторов, в том числе и рифовых массивов; связью зон нефтегазоаккумуляции с линейными приразломными поднятиями или погребенными поднятиями в осевых частях впадин; разнообразием типов ловушек;

в бассейнах современных пассивных окраин — установленной продуктивностью отложений от пермского до неогенового возраста включительно; тяготением зон нефтенаккумуляции к рифтам, поперечным разломам со сбросо-сдвигами, являющимся продолжением на шельфе трансформных разломов; преобладающей нефтеносностью платформенных формаций и газоносностью молассового комплекса; наличием не только осадочных, но и вулканогенных покрышек.

Для всех типов осадочных бассейнов Тихоокеанского сегмента Земли частота встречаемости залежей по основным типам пластов-коллекторов оказывается примерно равной, изменяясь в диапазоне от 15 до 28%. При этом на пласты-коллекторы терригенных типов приходится около 70%, а карбонатных типов — 23% случаев. Приблизительно равным оказывается и примерное распределение продуктивных пластов по глубине, поскольку их количество в интервале от 0,5 до 2,5 км составляет 13–19%, в интервале от 1,0 до 3,0 км — 58% (табл. 2).

Отмеченный характер суммарного распределения продуктивных пластов по типам коллекторов и глубинам в принципе удовлетворительно коррелируется с рядом других подсчетов как глобального плана, так и для территории СССР в отдельности (Максимов, 1964; Минский, 1975; Нестеров, 1975). Весьма любопытным фактом оказывается выявленная связь около 7% продуктивных пластов с коллекторами вулканогенно-осадочного генезиса, при этом залежи в данном типе коллекторов зависимости от глубины не обнаруживают. Если иметь в виду, что в настоящее время известны крупные скопления углеводородов, приуроченные к последним двум типам пластов-коллекторов, то закономерности их распространения в пределах осадочно-породных бассейнов некоторых генетических типов заслуживают самого тщательного изучения.

Однако распределение продуктивных пластов по типам коллекторов оказывается существенно неравнозначным в осадочных бассейнах отдельных генетических групп. Так, пласты, связанные с карбонатными коллекторами, достигают максимального содержания (около 65%) в бассейнах орогенных впадин фанерозойских складчатых областей. В остальных группах их количество изменяется от 6 до 27%, составляя в среднем 20%. Минимальное значение — 6% — нельзя признать полностью

Таблица 2

**Распределение залежей по типам и глубине пластов-коллекторов в крупных месторождениях Тихоокеанского подвижного пояса и его обрамления**

| Литологический тип пластов-коллекторов      | Количество залежей в зависимости от глубины залегания регионально-продуктивных горизонтов, м |           |           |           |           |
|---|--|-----------|-----------|-----------|-----------|
|   | 500—1000   | 1000—1500 | 1500—2000 | 2000—2500 | 2500—3000 |
| Терригенный                                 |  |           |           |           |           |
| мелководно-морской                          | 12   | 5         | 14        | 13        | 9         |
| паралический                                | 17   | 12        | 5         | 10        | 5         |
| континентальный                             | 9  | 8         | 3         | 5         | 1         |
| Карбонатный                                 | 2  | 11        | 5         | 16        | 6         |
| Вулканогенно-осадочный                      | —  | 3         | 2         | 1         | —         |
| Вулканогенный и метаморфический (трещинный) | 2  | —         | 1         | 1         | —         |
| Всего по глубине залегания, %               | 18,2   | 16,9      | 13,0      | 19,9      | 9,1       |

Таблица 2 (окончание)

| Литологический тип пластов-коллекторов      | Количество залежей в зависимости от глубины залегания регионально-продуктивных горизонтов, м |           |       | Частота встречаемости залежей по типам коллекторов, % |
|---|--|-----------|-------|---|
|   | 3000—3500  | 3500—4000 | >4000 |   |
| Терригенный                                 |  |           |       |   |
| мелководно-морской                          | 6  | 3         | 4     | 28,6  |
| паралический                                | 6  | 2         | 3     | 26,0  |
| континентальный                             | 4  | 3         | 2     | 15,1  |
| Карбонатный                                 | 7  | 4         | 3     | 23,4  |
| Вулканогенно-осадочный                      | 2  | 3         | 1     | 5,2   |
| Вулканогенный и метаморфический (трещинный) | —  | —         | —     | 1,7   |
| Всего по глубине залегания, %               | 10,8   | 6,5       | 5,6   | 100   |

представительным из-за недостаточной разведанности осадочных бассейнов современных пассивных океанических окраин.

Еще более показательным является распределение продуктивных пластов, связанных с коллекторами паралического и континентального генезиса. Максимальное их содержание, более 50%, имеет место в бассейнах древних

и современных пассивных океанических окраин (что подчеркивает генетическую близость этих двух групп), минимальное, 16%, — в бассейнах внутриплатформенных синеклиз, а в остальных группах изменяется от 37 до 44%. Обратные соотношения намечаются для еще плохо изученных вулканогенно-осадочного и вулканогенного типов коллекторов. Максимальное содержание, 53%, приходится на осадочные бассейны орогенных впадин фанерозойских складчатых областей, минимальное, до 3%, — на бассейны древних и современных пассивных океанических окраин. Повышенное содержание, до 14%, характеризует бассейны областей эпиплатформенного орогенеза. Продуктивные пласты в коллекторах мелководно-морского генезиса присутствуют в каждом типе бассейнов без исключения. Однако их количество изменяется от 15% в бассейнах орогенных впадин фанерозойских складчатых областей и внутриплатформенных синеклиз до 36% в бассейнах современных активных и пассивных океанических окраин.

Во всех группах бассейнов, за исключением группы орогенных впадин, основное количество залежей, 60%, находится в интервале от 1,0 до 3,0 км. Сходные результаты были получены и при других исследованиях (Калинин, Раабен, 1977). Экстремальной оказывается обстановка лишь в группе орогенных впадин, где 86% пластов выявлено пока в интервале глубин до 1,5 км. Однако это значение нуждается еще в корректировке результатами последующих поисково-разведочных работ. Во всяком случае выводы Н.А. Минского (1975) о глобальном положении оптимальной зоны формирования коллекторов получают подтверждение. Тем не менее тектоническая позиция бассейна, а следовательно, и его эволюция оказывают свое влияние и на глубинное положение этой зоны.

Еще более отчетливы различия между отдельными генетическими группами осадочных бассейнов по таким показателям, как соотношение между объемом осадочных толщ, средневзвешенной мощностью осадков и плотностью разведанных запасов углеводородов. При рассмотрении этих соотношений прежде всего следует отметить, что каждая из выделенных групп бассейнов характеризуется присущим только ей диапазоном изменения значений объемов и средневзвешенной мощности вулканогенно-осадочной толщи. В первом приближении по этим двум признакам все группы могут быть объединены в две супергруппы. Первая включает бассейны современных активных окраин, орогенных впадин фанерозойских складчатых областей, впадин областей эпиплатформенного орогенеза и внутриплатформенных синеклиз. Объемы изменяются здесь от 0,01 до 5,3 млн. км<sup>3</sup>, составляя в подавляющем большинстве случаев около 1,8–2,5 млн. км<sup>3</sup>. Диапазон колебания средневзвешенной мощности — от 2,0 до 6,3 км, при наиболее часто встречающихся значениях — 2–4 км. Вторая — охватывает бассейны древних пассивных и современных пассивных окраин. Объемы, составляя здесь от 0,4 до 19,0 млн. км<sup>3</sup>, в большинстве случаев изменяются от 1,5 до 8,0 млн. км<sup>3</sup>. Диапазон изменения средневзвешенной мощности для всей площади бассейнов — от 0,3 до 5,3 км, причем в океанических котловинах преобладают значения, приблизительно равные 0,8 км, а в котловинах окраинных и внутренних морей — 4,8 км. Максимальные плотности

запасов в каждой группе характерны для бассейнов, имеющих максимальную средневзвешенную мощность. Наоборот, небольшие плотности связаны с бассейнами с малой средневзвешенной мощностью. Для глубоко-водных морских бассейнов большое значение приобретает не общая мощность, а мощность уплотненных осадков (Еременко и др., 1976).

*Между реально установленными плотностями разведанных запасов и значениями объемов выявить закономерные соотношения не удастся.* Напротив, средневзвешенная мощность как показатель, отражающий основной закон нефтегазонакопления, постулированный И.О. Бродом еще в 1951 г., находится с плотностью запасов в достаточно строгом соответствии. Однако и это соответствие оказывается строго индивидуальным для каждой из выделенных генетических групп осадочных бассейнов. Концентрация запасов значительна при относительно малом значении средневзвешенной мощности в тех типах бассейнов, где литосфера претерпела существенную деструкцию в мезозойскую и кайнозойскую эры. В бассейнах внутриплатформенных синеклиз (являющихся традиционным объектом нефтегазодобычи, например на Северо-Американской платформе) при тех же значениях средневзвешенной мощности и объема плотность запасов оказывается более низкой. Косвенным подтверждением этого тезиса, разработанного на материалах по Тихоокеанскому суперрегиону, являются высокие масштабы промышленной нефтегазоносности в таких бассейнах современных пассивных окраин, осложненных позднепалеозойско-раннемезозойскими системами рифтов, как Североморский, а также уникальная нефтегазоносность бассейна Персидского залива, сформировавшегося в пределах позднемезозойской пассивной окраины Тетиса.

Проведенное обобщение дает основание предложить комплекс критериев оценки потенциальной нефтегазоносности осадочно-породных бассейнов:

- принадлежность бассейна к определенной генетической группе;
- характер проницаемости литосферы и ее эволюции, отраженный в системах древних и современных рифтов;
- значение средневзвешенной мощности и ее распределение в пределах бассейна;
- изменение палеотемпературного режима (не рассматривавшееся в данной работе);
- размещение линейных зон приразломных поднятий и погребенных сводовых поднятий;
- наличие трансформных разломов, надвигов, сбросо-сдвигов;
- сочетание элементов палеогеоморфологической обстановки: дельтовых комплексов, рифовых массивов и т.д.;
- степень разнообразия типов коллекторов;
- проявления и особенности палеовулканизма как фактора, обусловившего возможное присутствие и распространение вулканогенно-осадочных коллекторов, а также положение в разрезе и распространение по площади зон оптимальных коллекторов.

Из результатов сравнительного анализа следует, что наибольшие перспективы могут быть связаны с бассейнами группы древних активных

окраин. Последнее подтверждает выводы о перспективности этих бассейнов для поисков крупных скоплений углеводородов (Еременко и др., 1976).

В группе бассейнов современных активных окраин перспективны для поисковых работ главным образом те из них, в которых формирование потенциально нефтегазоносной толщи началось в позднем мезозое или раннем кайнозое. Дальнейшее развитие должны получить поисковые работы на нефть и газ в Приверхоянском бассейне группы древних пассивных окраин.

Важными объектами для морских геолого-геофизических исследований на нефть и газ следует считать некоторые глубоководные котловины в бассейнах древних активных окраин — Венесуэльскую, Южно-Китайскую, Сигсби и Коралломорскую, а также глубоководные котловины в бассейнах современных пассивных окраин, прежде всего Беллингаузена, Аргентинскую и Западно-Австралийскую.

В глубоководных котловинах Тихого океана не исключена вероятность обнаружения месторождений гидратных газов, как это и предполагалось рядом исследователей (Трофимук, Черский, Царев, 1975; Возможности..., 1973; Milton, 1976; и др.). Наиболее интересными объектами для поисков месторождений этого типа являются бассейны, тяготеющие к обломкам Пасифиды: Кула, Призападноавстралийский, Капингамаранги и другие на западе ложа Тихого океана с осадочной толщей от юрского (а может быть, и более древнего) до плейстоценового возраста включительно. В разрезе некоторых из этих бассейнов выявлены наряду с осадками глубоководными и отложения мелководно-морские, что создает благоприятные предпосылки для обнаружения пластов-покрышек. Вероятные зоны нефтегазонакопления в разрезах некоторых из этих осадочных бассейнов представляют собой наиболее перспективные и наименее изученные объекты для поисковых работ на нефть и газ.

В бассейнах древних активных окраин такие зоны отмечаются: в Мексиканском бассейне, на континентальном склоне и в собственно котловине Сигсби в юрско-меловом комплексе на глубинах 4–6 км<sup>1</sup> и палеоген-неогеновом комплексе на глубинах 3–5 км при глубинах моря до 1–3 км; в Венесуэльском мегабассейне, в одноименной котловине в мезозойском комплексе на глубинах 4–6 км и кайнозойском комплексе на глубинах 3–5 км при глубине моря до 2–5 км; в Япономорском мегабассейне, в котловине Вакаса в миоценовом комплексе на глубинах 4–5 км при глубинах моря до 2–3 км; в Северо-Австралийском мегабассейне, на континентальном склоне и в Тиморском желобе в средне-верхнепалеозойском и триас-юрском комплексах; в Коралломорском мегабассейне, в мел-палеогеновом комплексе до 4–6 км при глубинах моря до 2–5 км.

В бассейнах современных пассивных окраин это следующие зоны: в Аргентинском мегабассейне, на Фолклендском краевом плато в юрско-меловом и палеогеновом комплексах на глубинах до 3–4 км и в Аргентинской котловине в мел-палеогеновом комплексе на глубинах до 4–6 км

<sup>1</sup> Глубины предполагаемых продуктивных пластов даны от уровня моря.

при глубинах моря от 1 до 5 км; в Западно-Австралийском мегабассейне, на континентальном склоне и шельфе в пермо-триасе на глубине 6—8 км, а также в более глубоких горизонтах среднего—верхнего палеозоя; в Тасмановоморском мегабассейне, на континентальном склоне и в средней части глубоководной котловины в верхах мезозоя на глубинах до 6 км при глубинах моря до 2—5 км.

В бассейнах древних пассивных окраин подобные зоны намечаются в средне-позднепалеозойском и триасовом комплексах.

Таким образом, осадочные бассейны, перспективные в нефтегазовом отношении, получают распространение не только на континентах и шельфах, но и в глубоководных котловинах многих окраинных и внутренних морей, а также в краевых частях ложа океанов.

В теоретическом плане размещение месторождений углеводородов в пределах осадочных бассейнов контролируется комплексом тектонических, палеогеодинамических, палеотектонических, палеогеографических и ряда других предпосылок. Среди них существенно новыми являются палеогеодинамические, определяющие изменение степени проницаемости литосферы, теплового потока, преобладание вертикальных или горизонтальных движений, направленность палеовулканизма. При этом палеовулканизм вызывает наличие в разрезе не только специфических видов пластов-коллекторов, но и пластов-покрышек. Распределение плотности запасов углеводородов как разведанных, так и прогнозных, не обнаруживает взаимосвязей с объемами осадочной толщи, а находится в зависимости от генетического типа осадочного бассейна и сочетания всех упомянутых предпосылок нефтегазоносности. В группах осадочных бассейнов одного генетического типа плотность запасов обнаруживает взаимосвязи лишь со значениями средневзвешенной мощности.

В соответствии с изложенным устанавливается, что ресурсы нефти, газа и угля в Тихоокеанском суперрегионе еще далеко не исчерпаны. Многие перспективные районы, в том числе скрытые под водами окраинных и внутренних морей, не только не освоены, но еще в достаточной степени не изучены. Все это открывает широкие возможности для дальнейшего развития здесь поисково-разведочных работ. Пристального внимания заслуживает ледовый континент — Антарктида и его шельф. Глубоководные области Тихого океана следует изучать для выявления вероятных скоплений метановых гидратов.

## А Б С Т Р А К Т

Sedimentary basins of favourable petroleum prospects are spread not only on the continents and shelves but in the deep-water areas of numerous marginal and inner seas as well as in the marginal parts of ocean floor.

Petroleum fields' distribution in sedimentary basins depends on the complex of tectonic, paleotectonic, paleogeographic and other factors. The paleodynamic factors which appear to be essentially new determine the degree of lithospheric permeability, heat-flow, prevalence of vertical or horizontal movements, direction of paleovolcanism and formation of specific collectors and covers due to it. Density distribution of proved

and potential hydrocarbon reserves doesn't depend on the volume of sedimentary strata but on the genetic type of sedimentary basin and on the whole complex of petroleum factors mentioned above. In sedimentary basins of identical genetic the direct correlation between, the density of resources and average weighted thickness is elicited.

Oil and gas recourses of Pacific super-region are far from being exhausted. Many prospective regions are neither developed nor sufficiently studied yet, primary those of marginal and inner seas.

Thus, wide opportunities are offered for further development of land and shelf resources of the Soviet Union as well as of the areas under national jurisdiction of Australia and New Zealand, and other states of Asia, America and Oceania. It must not be omitted that the Antarctic continent and shelf are of interest for petroleum possibilities.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 135—156.
- Возможности образования газогидратных залежей природных газов в природной зоне морей и океанов /Ю.Ф. Макагон, А.А. Трофимук, В.П. Царев, Н.В. Черский.— Геология и геофизика, 1973, № 4, с. 3—6.
- Калинин Н.А., Раабен В.Ф.* Закономерности размещения запасов газа в различных бассейнах мира. — В кн.: Генезис углеводородных газов и формирование месторождений. М.: Наука, 1977, с. 154—164.
- Красный Л.И.* Проблемы тектонической систематики. М.: Недра, 1977, 150 с.
- Красный Л.И., Бутенко Б.П., Кириллова Г.П.* Алдано-Майская перспективная нефтегазоносная провинция. — В кн.: Осадочные формации нефтегазоносных областей Дальнего Востока. Л.: Недра, 1975, с. 15—30.
- Максимов С.П.* Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа. М.: Недра, 1964. 486 с.
- Минский Н.А.* Формирование нефтеносных пород и миграция нефти. М.: Недра, 1975. 288 с.
- Муратов М.В.* Происхождение материков и океанских впадин. М.: Наука, 1975. 176 с.
- Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К.* Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. М.: Недра, 1975. 278 с.
- Перспективы поисков крупных скоплений углеводородов в окраинных и внутренних морях: Докл. сов. геол. XXV сессии МСК /Н.А. Еременко, А.А. Геодекия, Л.Э. Левин и др. — В кн.: Палеонтология, морская геология. М.: Наука, 1976, с. 231—247.
- Пейве А.В.* Океаническая кора геологического прошлого. — Геотектоника, 1969, № 4, с. 5—23.
- Пуцаровский Ю.М.* О тектонике и нефтегазоносности периокеанических зон. — Геотектоника, 1975, № 1, с. 3—12.
- Становление континентальной коры Северной Евразии /А.В. Пейве, А.Л. Яншин, Л.П. Зоненшайн и др. — Геотектоника, 1976, № 5, с. 3—20.
- Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П.* Ресурсы биогенного метана Мирового океана. — ДАН СССР, 1975, № 225, с. 936—939.
- Хаин В.Е.* Главные пояса нефтегазообразования и нефтегазонакопления Земли. — Вест. МГУ. Сер. 5, Геология, 1970, № 1, с. 66—71.
- Хаин В.Е.* Общая геотектоника. М.: Недра, 1973. 512 с.
- Milton Z.J.* Methane hydrate in the sea floor — a significant resource? — In: Intern. Conf. Future Supply of Mature-Made Petroleum and Gas. Laxenburg: Schloss, 1976, vol. 3, p. 1—16.

**НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ДРЕВНИХ ТОЛЩ**

Осадочные толщи верхнего протерозоя (рифей, венд) и нижнего палеозоя (кембрий, ордовик) слагают нижние структурные этажи всех древних платформ (Сибирской, Восточно-Европейской, Северо-Американской, Австралийской), причем в пределах Сибирской платформы указанные отложения, особенно вендские и нижнекембрийские, имеют наиболее широкое площадное распространение.

Роль древних толщ в процессах нефтегазообразования и нефтегазонакопления долгое время недооценивалась, так как казалось, что в них источников нефти и газа — органического вещества — недостаточно. Исследования последних 15—20 лет подтвердили высказанную еще в 20-х годах нашего столетия В.И. Вернадским гипотезу о существовании биосферы на нашей планете в архее и протерозое с особенно максимальным проявлением докембрийской жизни и биологических процессов в позднем докембрии, как считает Б.С. Соколов (1975).

Органическое вещество верхнего докембрия имеет ясно выраженный сапропелевый характер и принципиально не отличается от органического вещества нижнего кембрия. В слабо метаморфизованных и слабо дислоцированных платформенных осадочных докембрийских породах появляются породы доманикового типа, сильно обогащенные органикой. В породах, имеющих возраст от 0,65 до 1,1 млрд. лет (известняки Учуро-Майского района Восточной Сибири, сланцы формации Кокар штата Мичиган в США, редкинские битуминозные сланцы Московской синеклизы и др.), известны сингенетичные образования углеводородов в виде капельных включений. Эти породы могут рассматриваться как нефтематеринские, с протекавшими в них процессами нефтеобразования. Мощность докембрийских пород (песчаников, алевролитов, сланцев, доломитов), образовавшихся в условиях устойчивого прогибания, достигает нескольких километров. Эти породы, то преимущественно терригенного, то карбонатного состава, выполняют синеклизы и авлакогены, а также широко развиты на антеклизах и сводах.

Сейчас, как полагал еще И.М. Губкин (1932), доказана древность процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Определенная доля жидких и газообразных углеводородов ("углеводородное дыхание" древних толщ), как считают А.В. Сидоренко и С.А. Сидоренко (1975), по-видимому, вливается в более молодые отложения фанерозоя.

В настоящее время в отложениях протерозоя пока известно сравнительно малое число промышленных скоплений углеводородов (СССР, Австралия). Что касается кембрия и ордовика, то в этих образованиях уже разрабатываются месторождения нефти и газа в СССР, Алжире, Ливии, США, Австралии. Открытие мощных древних нефтеносных толщ значительно увеличивает вниз по стратиграфической шкале диапазон промышленной нефтегазоносности.

*Сибирская платформа.* В пределах этой платформы на обширной территории, около 3 млн. км<sup>2</sup>, имеют развитие нефтегазоносные верхнепротерозойские и нижнепалеозойские отложения. Здесь в Восточно-Сибирской (Лено-Тунгусской) провинции изучены крупные структурные элементы: Непско-Ботуобинская, Байкитская, Анабарская и другие антеклизы, Тунгусская, Присяяно-Енисейская и другие синеклизы.

В состав антеклиз и синеклиз входит большое число сводов: Непский, Мирненский, Пеледуйский и др. в Непско-Ботуобинской антеклизе, Илимпейский, Кучечумский и др. в Тунгусской синеклизе. Изучены также валы (Аталангинский, Братский) и локальные пологие структуры. Коллекторами являются полимиктовые и кварцевые песчаники и кавернозные трещиноватые известняки. Для многих районов, особенно на юге платформы, региональным флюидоупором являются соленосные толщи нижнего кембрия (Усольская свита).

В последние годы в отложениях венда и нижнего кембрия Якутии, Красноярского края и Иркутской области открыты нефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения: в южной части платформы — Ярактинское, Аянское, Средне-Ботуобинское, Верхне-Вилючанское; в западной части — Курумбинское, Ванаварское. В северной и восточной частях платформы установлены многочисленные нефтепроявления.

Большая роль в формировании нефтяных и газовых залежей принадлежит стратиграфическому и литофациальному факторам. Так, на южном погружении Непского свода установлены полукольцевые зоны выклинивания ярактинского и парфеновского песчаников, вдоль которых расположены две зоны нефтегазонакопления литологического характера.

Типичным месторождением в древних толщах является Вилючанское месторождение, расположенное на северо-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы на Мирненском своде, приуроченное к структуре размером 60 x 30 км.

Продуктивными являются терригенные отложения венд-риффея, залегающие на гранитах. Самый нижний горизонт получил название вилючанского и, по-видимому, является самым древним из известных промышленных горизонтов в разрезе древних толщ Сибирской платформы. Снизу вверх он делится на три пачки: нижнюю — полимиктовые песчаники мощностью от 8 до 50 м, среднюю — белые кварцевые песчаники и гравелиты мощностью 38—55 м и верхнюю — пестроцветные песчаники, алевролиты и аргиллиты мощностью 95—110 м. Кроме вилючанского горизонта, в вышележащих отложениях венда выделен еще ряд песчаных и карбонатных горизонтов. Карбонатные коллекторы представлены трещиноватыми брекчированными доломитоангидритами, в происхождении которых существенную роль сыграли процессы карстообразования.

Литолого-фациальный состав и характер распространения древних толщ свидетельствуют о том, что в течение нижнего кембрия на Сибирской платформе существовали мелководно-морские и лагунные бассейны, где накапливалось органическое вещество, давшее начало скоплениям нефти и газа (В.В. Самсонов, 1975). В среднем кембрии в связи с

поднятием платформы образовалась огромная суша, сменившаяся вновь морским режимом начиная с ордовика.

Перспективы нефтегазоносности Сибирской платформы связаны в основном с отложениями песчаников и карбонатов венда и нижнего кембрия. Существенная роль в формировании залежей принадлежит литологическим выклиниваниям и стратиграфическим несогласиям.

*Восточно-Европейская платформа.* Промышленная нефтегазоносность древних толщ установлена в последние годы на северо-западных окраинах платформы в Балтийской синеклизе. Нефть найдена в отложениях среднего кембрия и нижнего ордовика, где четко выделены два нефтегазоносных комплекса. Среднекембрийский комплекс имеет мощность до 230 м и сложен терригенными отложениями, нижеордовикский комплекс также сравнительно маломощен (до 200 м) и представлен доломитами и известняками. Коллекторами в среднекембрийских отложениях являются песчаники пористые и хорошо проницаемые, а также трещиноватые на больших глубинах с дебитами нефти из них до 200–300 т/сут. В ордовикских отложениях коллекторы представлены трещиноватыми и кавернозными доломитами.

Месторождения нефти приурочены к куполообразным структурам с малыми углами наклона и осложнены сбросами. Зоны нефтегазоаккумуляции связаны с субширотными (Красноборская) и субмеридиональными (Славинская) валами, в состав которых входят куполообразные структуры. Залежи нефти сводовые, экранированные сбросами. Различают более древние (доверхнепермские) залежи с незначительным заполнением ловушек и со следами воздействия процессов разрушения и более молодые (послеверхнепермские) залежи с практически 100%-ным заполнением ловушек. Нефти кембрия легкие, бессернистые, нефти ордовика тяжелые, сернистые.

Большую роль в формировании залежей среднекембрийского комплекса играет региональное стратиграфическое несогласие между средним кембрием и ордовиком (верхний кембрий отсутствует). Типичными месторождениями являются Красноборское, Ушаковское, Славинское и др.

Перспективы нефтегазоносности кембро-ордовикских отложений возрастают в юго-западном направлении, где Балтийская синеклиза расширяется и углубляется, а также в северо-западном направлении, где в акватории Балтийского моря проходит ось Балтийской синеклизы, увеличиваются мощности нежнепалеозойских отложений и появляются отложения вендского возраста.

Широкое развитие отложения венда (мощность до 1250 м) и кембро-ордовика на Восточно-Европейской платформе имеют в Московской синеклизе. В базальных песчаных горизонтах редкинских свиты венда отмечены в районе Данилова нефтепроявления, а в терригенно-карбонатных отложениях ордовика имеются нефте- (Урдума) и газопроявления.

В разрезе древних толщ встречены горизонты (пакерортский, тискресский) с хорошими коллекторскими свойствами. На восточных окраинах Восточно-Европейской платформы из вендских песчаников получены притоки нефти в Верхнекамской впадине. Нефте-

проявления отмечены в рифейских (бавлинская серия) и вендских терригенных отложениях.

В древних толщах Восточно-Европейской платформы широко распространены стратиграфические несогласия, создающие предпосылку к формированию стратиграфических и литологических залежей нефти и газа. Целесообразно под продуктивными отложениями среднего и верхнего палеозоя вскрыть горизонты нижнего палеозоя и верхнего докембрия, которые возможно нефтегазоносны.

*Африканская платформа.* Большая часть территории Африки представляет собой докембрийскую платформу. Ее северная часть, вытянутая в широтном направлении больше чем на 4000 км, является наиболее богатой нефтегазоносной провинцией Сахарской плиты, где на территории Алжира и Ливии в древних толщах (кембро-ордовик) открыты месторождения нефти и газа. Коллекторами являются грубозернистые, местами рыхлые песчаники. Отдельные пласты имеют мощность от 50 до 100 м и более. Локальные структуры распространены в сводах и во впадинах крупных меридионально расположенных антеклиз и синеклиз, разбитых продольными нарушениями большой амплитуды (до 1000 м). Наиболее изученные антеклизы — Амгид-Эль-Биод-Хасси-Мессауд и Инджеран-Хасси-Р'мель-Мзаб, синеклизы — Центрально-Алжирская, Западно-Алжирская и Восточно-Алжирская. Нефтяные и газовые месторождения содержат нефтегазовые горизонты в отложениях кембро-ордовика, среднего и верхнего палеозоя и мезозоя, причем наиболее крупные залежи нефти и частично газа содержатся в кембро-ордовике. Месторождения нефти и газа структурного типа приурочены к слабо нарушенным антиклинальным структурам, в ядрах которых имеются горстобразные поднятия архейского фундамента. Большую роль в формировании залежей здесь, как и на Сибирской платформе, играют стратиграфические и литологические факторы.

Выше нефтеносных и газоносных отложений залегают мощные (700—800 м) толщи соленосных образований и глин триаса. Они практически непроницаемы и являются хорошей крышкой (флюидоупором), предохраняющей залежи нефти и газа от разрушения.

По морфологии и генезису тектонических структур, по условиям осадкообразования и по истории геологического развития рассматриваемая часть Африканской платформы имеет черты сходства с Сибирской платформой.

Самые крупные месторождения нефти в кембро-ордовике: Хасси-Мессауд, Амалу, Эль-Гаси-Эль-Агреб, Рурд-Эль-Багель — приурочены к антеклизе Амгид-Эль-Биод-Хасси-Мессауд.

Месторождение Хасси-Мессауд в Алжире является гигантским и имеет геологические запасы свыше 3,5 млрд. т. Залежи нефти в песчаниках кембрийского возраста связаны с крупной куполообразной структурой, сформировавшейся в позднюю фазу герцинского тектогенеза.

Кембрийские отложения расчленяются на три толщи (снизу вверх):  $R_3$  мощностью 270 м,  $R_2$  мощностью 34 м и  $R_a$  мощностью более 120 м на крыльях поднятия. Песчаники сильно эродированы и несогласно перекрываются на крыльях структуры отложениями ордовика мощнос-

тью до 60 м, а в своде — трансгрессивной соленосной серией триасового возраста мощностью свыше 450 м. Основные залежи нефти на месторождении приурочены к песчаникам  $R_a$ ; частично нефтеносна верхняя часть песчаников  $R_2$ . Продуктивная площадь по кровле  $R_2$  составляет 1300 км<sup>2</sup>, средняя глубина залегания продуктивной толщи — 3300 м. Залесь связана с комбинированной ловушкой и в своде экранирована стратиграфическим несогласием, на крыльях ВНК контролируется структурным замыканием. Значительную роль играет также литологический фактор, обуславливающий резкие колебания пористости (2—12%) и проницаемости (от единиц миллиарды до 1000 мД) по отдельным зонам. Газовая шапка на месторождении Хасси-Мессауд отсутствует. Нефть сильно недонасыщена газом, имеет плотность 0,811 г/см<sup>3</sup>, низкую вязкость и низкое содержание серы. Месторождение Хасси-Мессауд, где в отдельные годы добывается свыше 20 млн. т нефти, является не только самым большим, но и типичным для рассматриваемой группы месторождений древних толщ, где в образовании ловушки большая роль принадлежит стратиграфическому несогласию, благодаря которому толщи гипсоносных и соленосных отложений триаса сохраняют крупные нефтяные и газовые залежи.

На территории Ливии в той же нефтегазоносной провинции, в ее западной части (Триполитанская нефтегазоносная область), нефтяные месторождения связаны с палеозойскими отложениями. Коллекторами в отложениях ордовика являются трещиноватые песчаники, переходящие в кварциты. Дебиты скважин достаточно высоки — от 140 т/сут (Амал) до 600 т/сут (Рагуба). Месторождения связаны с локальными структурами.

Иногда нижние песчаные горизонты гидродинамически соединены с зоной выветривания подстилающих горизонтов (Ауджила), откуда и получены весьма значительные фонтаны нефти (до 1000—1600 т/сут).

Перспективы кембро-ордовикских толщ Алжирской Сахары весьма значительны и связаны с дальнейшей разведкой локальных структур, на антеклизах, особенно в зоне стратиграфического экранирования триасовой соленосной толщи. Поиски нефти в кембро-ордовике перспективны и в синеклизах, доступных для вскрытия кембро-ордовика.

*Северо-Американская платформа.* Здесь в провинциях палеозойского нефтегазонакопления в западных, центральных и восточных областях известны месторождения нефти в кембрии и ордовике на сводовых поднятиях (Цинциннати и др.) и особенно во впадинах: крупных и глубоких (5—10 км) — Западной, Пермской, Мичиганской, Иллинойской — и более мелких (3—5 км) — Форест-Сити, Салина и Додж-Сити (А.А. Бакиров, М.И. Варенцов, Э.А. Бакиров, 1971).

Особое тектоническое положение занимают погребенные поднятия в пределах впадин с широким развитием древних толщ по их склонам (Амарилло, Ред-Ривер, Немаха). Нефтегазоносность докембрийских отложений здесь не установлена.

Мощности пород кембрия и ордовика, содержащих нефтяные и газовые залежи на поднятиях и в мелких впадинах, невелики: для кембрия — 100—150 м, для ордовика — 300—400 м. В наиболее поднятых частях

Цинциннатского свода нет промышленных скоплений нефти. Однако во впадинах, прилегающих к складчатым сооружениям Уочито-Уошито, а также в Западной и Пермской, резко возрастает мощность кембрия — до 3000 м и ордовика — до 1000—2000 м. В кембро-ордовике содержатся больше запасы нефти и газа.

К нижнему палеозою в Западной впадине (Канзас, Оклахома) приурочены наиболее богатые нефтегазоносные комплексы — известняки и доломиты свиты арбокл. Из базальных песчаников кембрия дебиты скважин достигают 350 т/сут.

Коллекторами являются песчаники и карбонатные породы кембрия (свита арбокл), известняки и доломиты ордовика (свита симпсон, Вайола). Особенно богаты нефтью трещиноватые карбонатные коллекторы свиты трентон, дающей высокие дебиты нефти.

Месторождения нефти в древних толщах приурочены к локальным структурам, где имеются пластовые сводовые и массивные залежи, нарушенные сбросами, сходные с залежами Балтийской синеклизы Восточно-Европейской платформы. Но особенно характерны стратиграфические залежи. Они располагаются под поверхностью пенсильванского (верхний и средний карбон) или миссисипского (нижний карбон) несогласия, где образуются в известняках и доломитах зоны повышенной пористости и проницаемости. Примером являются залежи в ордовикских известняках свиты арбокл и доломитизированных песчаниках свиты вилкоккс крупного месторождения Кашинг. Начальные дебиты скважин из песчаников вилкоккс в нефтеносном районе Большой Семинол достигали 1000 т/сут и больше.

В Лима-Индиане, на северном погружении Цинциннатского свода, залежи в трентонских известняках связаны с вторичными литологическими изменениями (доломитизация, выщелачивание) вблизи поверхности несогласия.

Особенно богаты нефтью и главным образом газом впадины Делавер, Валверде (глубокие части Пермской впадины) и Анадарко. На глубинах 2000—2500 м начальные дебиты легкой нефти из свиты симпсон достигали 300—1000 т/сут. Здесь же на глубинах свыше 4500 м в трещиноватых известняках кембро-ордовика открыто большое число месторождений газа и газоконденсата (Гomez, Пакет, Вест-Ваха и др.). На месторождении Gomez разрабатываемый продуктивный газоносный горизонт эленбергер (кембрий) вскрыт на глубине 6000—6740 м, дебиты газа достигали 1 млн. м<sup>3</sup>/сут.

На глубинах 4500—6500 м открыто значительное количество газовых месторождений, большая часть которых сосредоточена в шести месторождениях. В Делаверском прогибе в отложениях свиты эленбергер на больших глубинах — до 7000—7850 м — выявлены запасы газа.

Во впадине Анадарко, где мощность осадочных пород достигает 1200—1500 м, на глубинах более 5000 м открыты десятки месторождений газа, разведанные запасы которых оцениваются триллионами кубометров. Продуктивны здесь кембро-ордовикские известняки свиты арбокл, а также песчаники и известняки свиты симпсон.

В дальнейшем возлагаются большие надежды на потенциальные запасы газа на больших глубинах, где сосредоточены, главным образом в древних толщах, значительная часть потенциальных запасов газа США.

В пределах Северо-Американской платформы на территории Канады интерес в нефтегазоносном отношении представляет крупная впадина Уиллистон, где нефтегазоносны карбонатные ордовикские отложения (свиты стоуки—маунтин), и нефтегазоносная область Онтарио на южном склоне Канадского щита, где находятся северные части Мичиганской и Преаппалачской впадин.

*Австралийская платформа.* Центральную часть платформы занимает впадина Амадиес, имеющая грабенообразное строение и выполненная слабо метаморфизованными толщами протерозоя и нижнего палеозоя общей мощностью до 6000 м. Месторождения нефти и газа приурочены к отложениям кембро-ордовика, в которых вскрыто более 10 горизонтов. Коллекторами служат песчаники крупных антиклинальных складок, образующих субширотные зоны.

Известными месторождениями являются газоконденсатное Мэрино и газовое Палм-Валли. Перспективы связаны с протерозойскими и кембро-ордовикскими отложениями впадин Амадиес, Карнарвон и др.

Следует отметить, что накопленные к настоящему времени данные свидетельствуют о большом практическом значении проблемы нефтегазоносности древних толщ.

В заключение можно сказать следующее.

1. Значительная часть органической эволюции происходила в допалеозойское время. Органический мир верхнего докембрия и кембрия был богат и разнообразен. В вендских отложениях найдены многочисленные отпечатки бесскелетной фауны и большое число низших растений, особенно водорослей. Органическое вещество докембрия и нижнего палеозоя — источник углеводородов — имеет сапропелевый характер. Нефтяные углеводороды образовались уже на ранних геологических этапах, задолго до начала палеозоя.

2. Древние (верхний протерозой, кембрий, ордовик) осадочные нефтегазоносные толщи, не затронутые метаморфизмом и интенсивным складкообразованием, широко развиты в пределах древних платформ (Сибирской, Восточно-Европейской, Африканской, Северо-Американской, Австралийской). В складчатых областях эти толщи сильно дислоцированы, значительно метаморфизованы и не содержат промышленных залежей нефти и газа.

3. Древние толщи по литофациальному составу принципиально не отличаются от более молодых отложений и содержат горизонты, обладающие хорошими коллекторскими свойствами.

4. Изучение закономерностей размещения нефтяных и газовых залежей в древних толщах нижнего структурного этажа древних платформ показывает: а) коллекторами нефти и газа являются песчаники и известняки, причем высокую продуктивность дают базальные горизонты (юдомский комплекс Сибирской платформы, нижние горизонты среднего кембрия Балтийской синеклизы Восточно-Европейской платформы, нижние горизонты кембрия Африканской платформы, свиты риген, арбокл,

вилкокс Северо-Американской платформы), условия нефтегазоносности которых зависят от эрозионно-тектонической поверхности фундамента (горсты, погребенные хребты); б) наиболее высокую продуктивность дают карбонатные коллекторы ордовика и кембрия; в) исключительно большую роль в формировании залежей нефти и газа на всех древних платформах играют стратиграфические несогласия, образующие региональные экраны и литологические зоны коллекторов высокой емкости; г) большую роль в формировании залежей углеводородов во многих регионах играют перекрывающие соленосные толщи (Алжир, Восточная Сибирь).

Обширные и сравнительно мало исследованные территории древних платформ и глубокозалегающие горизонты старых нефтегазоносных районов, где развиты древние толщи, представляют собой значительный резерв для приращения запасов нефти и газа. Поэтому проведение здесь дальнейших поисковых и разведочных работ является обоснованным и совершенно необходимым.

## А Б С Т Р А К Т

On considère dans ce rapport les possibilités des roches anciennes en pétrole et en gaz (protérozoïque supérieure, cambrien, ordovicien), qui ont la propagation vaste sur les plates-formes anciennes: la Sibirie d'Est; Russe, Africaine), Nord-Africaine, d'Australie.

Les roches anciennes ne se distinguent pas en principe d'après la composition lithofaciale des roches récentes et ils contiennent des couches avec les bonnes propriétés pétrophysiques.

La valeur des couches anciennes dans le processus de la formation et d'accumulation des hydrocarbures est estimée insuffisant, car il semblait qu'il manquait une substance organique qui est la source du pétrole et du gaz.

Les recherches des 15 – 20 années dernières ont affirmé l'hypothèse avancée par V.V. Vernadsky au début de notre siècle sur l'existence de la biosphère sur notre planète dans l'archéen et protérozoïque (3.5 milliard d'années) avec la différenciation maximale de la vie précambrienne et des processus biologiques dans le précambrien tardif (l'UNECKO "Correlation du précambrien", 1975, Moscou).

La substance organique du précambrien supérieur qui est la source des hydrocarbures a un caractère de sapropèle bien exprimé et en principe ne se distingue pas de celui du cambrien inférieur.

L'étude de la régularité de propagation des gisements du pétrole et du gaz dans les couches anciennes de l'étage structural inférieur des plates – formes anciennes nous montre, que les roches à haute production sont les unités basales dont la productivité industrielle dépend de la superficie d'érosion et tectonique du socle.

Les horsts des couches cristallines ont ici une grande valeur (au-dessus desquelles les structures dans les couches anciennes se forment) les sources du déplacement et de l'accumulation des roches – réservoirs.

Les roches — réservoirs carbonatiques du cambrien et d'ordovicien ont une productivité assez élevée.

Un grand rôle dans la formation des gisements du pétrole et du gaz sur toutes les plates-formes anciennes appartient aux discordances stratigraphiques (les zones d'accumulation des hydrocarbures sous la discordance de Mississippi et de Pensilvanie sur la plate-forme Nord-Américaine, la zone de la discordance des roches triassiques au-dessus de paléozoïque inférieur de la plate-forme Nord-Africaine (Algérie).

Dans certaines régions un grand rôle dans la formation des gisements des hydrocarbures appartient aux couches de sel, qui font la nappe (les plates-formes Nord-Africaine et Est-Sibérien).

Les écrans stratigraphiques et les zones de lessivage dans les couches sous-jacents créent les conditions pour la formation des roches-réservoirs de grande capacité de l'accumulation. Le nombre général des accumulations des hydrocarbures dans les roches anciennes et leurs réserves sont assez grands.

On amène dans le rapport les exemples des gisements régionaux pétrolifères et gazifères des types structuraux, des zones de l'accumulation des hydrocarbures stratigraphiques et lithologiques, des types des structures et des gisements caractéristiques sur les plates-formes anciennes différentes. On illustre aussi les perspectives en pétrole et en gaz.

Les territoires vastes et relativement peu étudiés de l'Est de Sibérie, des plates-formes Russe, Africaine, d'Australie et les horizons profondément placés dans les régions pétrolifères et gazifères anciennes où les roches anciennes sont propagées et représentent une réserve considérable pour l'accroissement du pétrole et du gaz.

C'est pourquoi l'exécution des travaux de recherches et de prospection dans ces régions est à temps et absolument nécessaire.

УДК 553.98.2.044 (26)

В.И. ВЫСОЦКИЙ, Ю.Я. КУЗНЕЦОВ, М.С. МОДЕЛЕВСКИЙ

## НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОКРАИН

Систематически геолого-геофизические исследования Мирового океана, начатые в середине 50-х годов нашего столетия, за относительно короткий срок позволили выявить многие особенности строения и развития океанического ложа и характер его сочленения с материками, а также оценить в значительной степени минеральные ресурсы. Среди полезных ископаемых океана наибольшее экономическое значение имеют углеводороды, преобладающая часть которых приурочена к шельфу и континентальному склону, т.е. к тем геоморфологическим зонам, которые являются подводным продолжением континентальных структур.

Континентальные окраины при всем их многообразии подразделяются на два типа.

Тихоокеанский тип окраин характеризуется сложным тектоническим строением, широким развитием палеозойских или чаще мезозойско-кайнозойских складчатых сооружений. Вслед за шельфом и континентальным склоном здесь обычно следуют глубоководные впадины и желоба, которые через окраинные океанические валы сочленяются с глубоководными равнинами (Боголепов, Чиков, 1976). Этому типу присущи активный вулканизм и сейсмичность. Континентальная и океаническая кора разделены переходной зоной с субокеаническим и субконтинентальными типами земной коры.

Атлантический и Индийский тип окраин характерен для периферических частей соответствующих океанов и в тектоническом отношении представлен краевыми частями главным образом древних платформ. В подводном рельефе четко выражены все геоморфологические элементы окраин. Широко развиты продольные разломы, обусловившие ступенчато-блоковое строение земной коры в этой зоне. Контакт океанической и земной коры довольно резкий. Практически отсутствуют проявления современного вулканизма и сейсмичности. Одной из характерных черт континентальных окраин этого типа является несогласное срезание геологических структур материка береговой линией, что подчеркивает наложенный характер океана (Ильин, 1976).

Активное исследование континентальных окраин началось с середины 60-х годов нашего столетия, когда были сделаны первые открытия промысловых месторождений нефти в прибрежных равнинах Западной Африки и установлено нарастание мощности осадочного чехла в сторону океана. Первые шельфовые месторождения были обнаружены в 1964 г.: Окан (Нигерия) и Барроу (Австралия, Карнарвон).

По- существу, с этого времени шельфовые зоны, а в некоторых случаях и зоны континентального склона становятся ареной широкого поиска. Геолого-геофизическими и буровыми работами были установлены крупные осадочные впадины, которые простираются параллельно береговой линии континентов. В большинстве случаев мощность осадочных пород в них достигает 5—10 км. Отмечена тенденция возрастания мощности в сторону континентального склона и затем сокращения ее в пределах континентального подножья. В разрезе эти впадины имеют форму асимметричной линзы, наклоненной в направлении к океану. Обрамлением впадин со стороны континента служат приподнятые блоки складчатых и метаморфизованных комплексов. В акватории их граница совпадает с зоной резкого сокращения мощности осадочного чехла, имеющего место обычно на внешней части континентального подножья или абиссальной равнины. Эти впадины рассматриваются в качестве нефтегазоносных и, возможно, нефтегазоносных бассейнов (НГБ и ВНГБ) континентальных окраин (Геология и история. . . , 1978).

В пределах окраин Атлантического (пассивного) типа выделено 60 НГБ и ВНГБ, приуроченных к Атлантическому, Индоокеанскому и Антарктическому сегментам. С Тихоокеанским сегментом, где развиты активные континентальные окраины, связано более 50 бассейнов.

Проблема оценки ресурсов нефти и газа континентальных окраин является частью общей проблемы оценки нефтегазового потенциала Мирового океана. Освоение этого потенциала — насущная задача не только настоящего времени, но и ближайшего и даже отдаленного будущего. Однако если оценке ресурсов нефти и газа Мирового океана в целом или отдельных крупных его сегментов и регионов уже давно уделяется серьезное внимание как в советской, так и в зарубежной литературе (Калинко, 1969; Ресурсы нефти . . . , 1977; Хаин и др., 1971; Moody J.D., 1975; Weeks L. G., 1974), то применительно к конкретным районам континентальных окраин таких оценок еще не было. Исследованиями, выполненными в СССР (Гуревич, Хартуков, 1978; Ресурсы нефти. . . , 1977), установлено, что геологические начальные потенциальные ресурсы нефти и газа континентальных окраин могут составлять соответственно 400 млрд. т и 210 трлн. м<sup>3</sup> (табл. 1). Из этого количества свыше 40% приходится на районы, в пределах которых глубина моря не превышает 200 м. Наиболее богаты нефтью и газом пассивные окраины континентов — с ними связано около 80% всех ресурсов. Самая большая часть ресурсов углеводородов концентрируется в пределах континентальных окраин Северной и Южной Америки, Африки и Юго-Восточной Азии.

Однако из общей величины ресурсов нефти и газа современными средствами разведки и разработки месторождений и при современном уровне цен на сырье может быть освоена лишь относительно небольшая часть. При нынешних условиях технически возможно и экономически рентабельно освоение (извлечение) не более 30—35 млрд. т нефти и 20—25 трлн. м<sup>3</sup> газа, т.е. около 8—10% всех ресурсов углеводородов континентальных окраин и менее четверти ресурсов на глубинах моря до 200 м (Гуревич, Хартуков, 1978). При повышении цен на нефть и газ в 5 раз по сравнению с современным уровнем общее количество извлекаемых ресурсов нефти и газа, экономически оправданное, может удвоиться. Однако и в этом случае освоение значительной части ресурсов углеводородов континентальных окраин все еще будет оставаться нерентабельным.

В настоящее время основной объем разведанных запасов и добычи нефти и газа под дном акваторий приходится не на континентальные окраины, а на внутренние моря (Северное и Средиземное, Мексиканский и Персидский заливы, оз. Маракайбо). Из общего количества нефти и газа, добытых в 1977 г. из морских месторождений (506 млн. т и 185 млрд. м<sup>3</sup>), только 20% приходилось на районы континентальных окраин (Западная Африка, Южная Америка). Освоенность ресурсов нефти и газа континентальных окраин несравнимо более низкая, чем ресурсов внутренних морей. Поэтому окраины следует рассматривать в качестве основных объектов поисково-разведочных работ и добычи нефти и газа на море в последней декаде текущего столетия и в особенности в первой четверти следующего века. По нашей оценке, морская добыча нефти и газа к 2000 г. может достигнуть соответственно 1,1—1,4 млрд. т и 0,5—0,6 трлн. м<sup>3</sup>. На континентальные окраины к этому времени может приходиться около 25—30% всей морской добычи (табл. 2).

Таблица 1

Начальные потенциальные геологические ресурсы нефти\* и газа континентальных окраин\*\*

| Окраины                | Нефть, млрд.т |                                  |         |          |           |            |
|------------------------|---------------|----------------------------------|---------|----------|-----------|------------|
|                        | всего         | в том числе при глубинах моря, м |         |          |           |            |
|                        |               | до 200                           | 200-500 | 500-1000 | 1000-2000 | более 2000 |
| Пассивные              | 321           | 141                              | 37      | 36       | 40        | 67         |
| Атлантическая          | 245           | 101                              | 25      | 25       | 33        | 61         |
| Индоокеанская          | 72            | 37                               | 11      | 11       | 7         | 6          |
| Антарктическая         | 4             | 3                                | 1       | —        | —         | —          |
| Активные               | 79            | 39                               | 9       | 12       | 11        | 8          |
| Западно-Тихоокеанская  | 36            | 20                               | 2       | 4        | 5         | 5          |
| Восточно-Тихоокеанская | 36            | 16                               | 6       | 7        | 5         | 2          |
| Карибская              | 7             | 3                                | 1       | 1        | 1         | 1          |
| Всего                  | 400           | 180                              | 46      | 48       | 51        | 75         |

Таблица 1 (окончание)

| Окраины                | Газ, трлн.м <sup>3</sup> |                                  |         |          |           |            |
|------------------------|--------------------------|----------------------------------|---------|----------|-----------|------------|
|                        | всего                    | в том числе при глубинах моря, м |         |          |           |            |
|                        |                          | до 200                           | 200-500 | 500-1000 | 1000-2000 | более 2000 |
| Пассивные              | 164                      | 68                               | 22      | 21       | 22        | 31         |
| Атлантическая          | 122                      | 48                               | 16      | 17       | 16        | 25         |
| Индоокеанская          | 39                       | 18                               | 5       | 4        | 6         | 6          |
| Антарктическая         | 3                        | 2                                | 1       | —        | —         | —          |
| Активные               | 46                       | 23                               | 4       | 6        | 7         | 6          |
| Западно-Тихоокеанская  | 26                       | 15                               | 1       | 2        | 4         | 4          |
| Восточно-Тихоокеанская | 14                       | 6                                | 2       | 3        | 2         | 1          |
| Карибская              | 6                        | 2                                | 1       | 1        | 1         | 1          |
| Всего                  | 210                      | 91                               | 26      | 27       | 29        | 37         |

\*Включая газовый конденсат.

\*\* Без СССР и социалистических стран.

Таблица 2

Добыча нефти и газа на континентальных окраинах в 1977 г. и прогноз добычи до 2000 г. (нефть в млн. т, газ в млрд. м<sup>3</sup>)\*

| Окраины          | 1977 г. |     | 1980 г. |       |
|------------------|---------|-----|---------|-------|
|                  | Нефть   | Газ | Нефть   | Газ   |
| Северная Америка | 6       | 2   | 10–15   | 4–5   |
| Южная Америка    | 10      | 1   | 10–15   | 1–2   |
| Африка           | 60      | 1   | 60–70   | 2–3   |
| Азия             | 39      | 3   | 40–50   | 4–5   |
| Австралия        | 20      | 3   | 20–30   | 4–5   |
| Западная Европа  | —       | —   | —       | —     |
| Всего            | 135     | 10  | 140–180 | 15–20 |

Таблица 2 (окончание)

| Окраины          | 1990 г. |       | 2000 г. |        |
|------------------|---------|-------|---------|--------|
|                  | Нефть   | Газ   | Нефть   | Газ    |
| Северная Америка | 10–20   | 10–20 | 30–40   | 20–30  |
| Южная Америка    | 20–30   | 2–5   | 40–50   | 7–10   |
| Африка           | 80–100  | 2–5   | 100–130 | 5–10   |
| Азия             | 70–80   | 6–10  | 80–100  | 8–10   |
| Австралия        | 30–50   | 10–20 | 40–60   | 10–20  |
| Западная Европа  | —       | —     | 10–20   | 10–20  |
| Всего            | 210–280 | 30–60 | 300–400 | 60–100 |

\* Без СССР и социалистических стран.

Необходимо подчеркнуть, что проблема освоения ресурсов нефти и газа континентальных окраин — это не столько геологическая, сколько технико-экономическая проблема. Незазведанных дешевых ресурсов нефти и газа не так уж много. Освоение большей части ресурсов (безусловно необходимое) потребует вложения огромных материальных и денежных средств.

## АБСТРАКТ

The paper examines the geological zonation and estimation of the petroleum resources of continental margins. 60 proved and possible petroleum-bearing basins confined to the Atlantic, Indian and Antarctic segments are identified within the continental margins of passive type. More than 50 basins occur within the Pacific segments where the active type of continental margins are present.

Total potential resources-in-place (geological) of continental margins are estimated at around 400 billion mt of oil and 210 trillion cu m of natural gas, including around 250 billion tons and 120 trillion cu m within the Atlantic, 70 billion tons and 40 trillion cu m within the Indian, 70 billion tons and 35 trillion cu m within the Pacific and 4 billion tons and 3 trillion cu m within the Antarctic continental margins. More than 40 per cent of these resources are confined to the marginal areas with the depth of water of less than 200 metres.

At current market prices for oil and gas around 30–35 billion tons of oil and 20–25 trillion cu m of gas may be considered as economically profitable for development. At present the production of oil and gas from the field within the continental margin consists around 20 per cent of the world total offshore oil and gas production. By 2000 its share in the total offshore production may increase up to 25–30 per cent.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Боголепов К.В., Чиков Б.М.* Геология дна океанов. М.: Наука, 1976. 245 с.  
Геология и история развития периконтинентальных бассейнов и оценка их нефтегазоносности/ Р.Б. Сейфуль-Мулюков, В.И. Высоцкий, Р.Д. Родникова, Г.Б. Сальман. М.: ВИНТИ, 1978. 107 с. (Сер. Месторождения горючих полезных ископаемых; Т. 9).
- Гуревич Г.С., Хартуков Е.М.* Экономическая оценка ресурсов нефти Мирового океана. — Энергетика, топливо, 1978, № 1, с. 21–39.
- Ильин А.В.* Геоморфология дна Атлантического океана. М.: Наука, 1976. 231 с.
- Калинко М.К.* Нефтегазоносность акваторий мира. М.: Недра, 1969. 223 с.
- Ресурсы нефти и газа капиталистических и развивающихся стран/ Под ред. В.И. Высоцкого и др. Л.: Недра, 1974, т. 1. 196 с.; т. 2, 1977. 264 с.
- Хаин В.Е., Левин Л.Э., Тулиани Л.И.* Объем осадочной толщи и прогнозные запасы углеводородов в системе впадин Мирового океана. — ДАН СССР, 1971, т. 200, № 5, с. 8–20.
- Moody J.D.* An estimate of the world's recoverable crude oil resources. — In: 9th World Petroleum Congr., panel Discussion 6(2). Tokyo, 1975, p. 1–10.
- Weeks L.G.* Petroleum resources potential of continental margins. — In: The geology of Continental Margins/Ed. C.A. Burk, V.L. Drake. Berlin, Springer-Verl., 1974, p. 953–964.

УДК 55:553.94 (571.511)

В.Я. КОЛЕСНИК, Б.Н. АНДРОСОВ

### ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, УГЛЕНОСНОСТЬ И ПЕРСПЕКТИВЫ ТАЙМЫРСКОГО УГОЛЬНОГО БАСЕЙНА

Таймырский угольный бассейн занимает значительную часть территории Таймырского полуострова, протягиваясь в виде сравнительно узкой полосы от Енисейского залива на западе до побережья моря Лаптевых на востоке. Общая его площадь превышает 80 тыс. км<sup>2</sup>.

Удаленность бассейна от промышленных центров и суровый климат Заполярья обусловили его слабую изученность до настоящего времени.

Однако развивающееся судоходство по трассе Северного Морского пути, оснащенное атомным ледокольным флотом, позволяет уже сейчас говорить о возможности освоения бассейна в ближайшем будущем.

В пределах бассейна выделяются две угленосные формации: верхнепалеозойская (пермская) и мезозойская (триасово-меловая). Первая является основной формацией бассейна и содержит значительные запасы каменных углей различной степени метаморфизма; вторая имеет ограниченное распространение и заключает в себе бурые угли.

### Стратиграфия и литология

В геологическом строении Таймырского полуострова принимают участие докембрийские, палеозойские и мезозойские отложения.

Верхнепалеозойская угленосная формация Таймырского угольного бассейна представлена прибрежно-морскими и лагунно-континентальными пермскими отложениями. Они согласно залегают на каменноугольных образованиях и, в свою очередь, перекрываются эффузивно-туфовыми породами пермо-триаса. В разрезе перми выделяются два отдела — нижний и верхний, которые подразделяются на горизонты и свиты (таблица). Нижняя граница пермских отложений изучена недостаточно. Литологическое сходство с подстилающими отложениями карбона, а также отсутствие необходимых палеонтологических данных не позволяют в настоящее время четко разграничить отложения перми и карбона. В связи с этим нижняя граница перми проводится несколько условно, а в ее основании (сакмарский ярус) выделяется турузовский горизонт, низы которого заключают отложения верхнего карбона.

В западной части бассейна породы турузовского горизонта согласно перекрывают среднекаменноугольные образования. Они представлены флишоидной алевролит-аргиллитовой толщей. В основании встречаются линзы известняков, содержащих брахиоподы верхнего карбона. В верхах разреза залегают туфы, туфоконгломераты и спилиты трапповой формации.

В восточной части бассейна горизонт представлен ритмично чередующимися слоями алевролитов, аргиллитов и песчаников. В верхних частях разреза имеются прослои алевритистых известняков, известковистых алевролитов с фрагментами углефицированной флоры и остатками пелеципод пермского облика. В нижних частях горизонта содержатся остатки морской фауны.

В периферических частях бассейна, на севере и юге, в основании горизонта залегают известковистые конгломераты и прослои глинисто-песчанистых известняков (холоденские слои).

На осадках турузовского горизонта согласно залегают отложения бырангского горизонта (нижний отдел перми). В западной части бассейна (звенская свита) они представлены алевролит-аргиллитовой толщей флишоидного типа с редкими прослоями известковистых аргиллитов с фауной *Productus borealis* Naugh., *Lingula credneri* Geinitz var. *taumyrensis* Einor, *Avonia verchejanicus* Fred., *Spiriferella saranae* Vern. Эта толща насыщена дайками и силлами долеритов.

Стратиграфическая схема и мощности пермских отложений Таймырского угольного бассейна

| Единая стратиграфическая шкала |         |            | Унифицированная региональная стратиграфическая шкала | Корреляционная региональная стратиграфическая схема                                     |   |  |
|--------------------------------|---------|------------|--|---|---|--|
| Система                        | Отдел   | Ярус       | Горизонт   | Западно-Таймырская угленосная площадь (Диксонский и Пясино-Тарейский угленосные районы) | Восточно-Таймырская угленосная площадь  |  |
|                                |         |            |  |   | Западная и центральная части (Верхне-Таймырский и Таймыро-Озерский угленосные районы) | Восточная часть (восточная часть Таймыро-Озерского угленосного района и район мыса Цветкова) |
| Триасовая                      | Нижний  | Индский    |  | 500 м   | 2000 м  | 500 м  |
|                                |         |            | Зверинский   | 500 м   | Туфо-лавовая толща<br>350–1200 м  |  |
| Пермская                       | Верхний | Татарский  | Черноярский  | Макаревичско-бражниковская свита<br>285–1000 м  | 800 м   | 500 м  |
|                                |         | Казанский  | Байкурский   | Крестьянская свита<br>450–850 м   | 450–1100 м  | 500 м  |
|                                | Нижний  | Кунгурский | Соколинский  | Убойнинская свита<br>800 м  | Соколинская свита   |  |
|                                |         |            |  | Ефремовская свита<br>1000 м   | 600 м   | 1000 м   |
|                                |         | Артинский  | Бырангский   | Эвенская свита<br>500 м   | 800 м   | 200 м  |
|                                |         | Сакмарский | Турузовский  | 600 м   | 500 м   | 1500 м   |
| Каменно-угольная               | Верхний |            |  | Холодненские слои<br>30–100 м   |   |  |

В восточной части горизонт сложен ритмично чередующимися слоями алевролитов и алевритовых песчаников с подчиненными им пачками аргиллитов (быррангская свита). В отложениях содержатся остатки морской фауны *Chonetes pseudotupezoidalis*, *Plicatifera stukenbergiana*. Изредка встречаются остатки ископаемой флоры. По возрасту отложения быррангского горизонта большинством исследователей коррелируются с артинским ярусом нижней перми.

Соколинский горизонт на западе бассейна представлен двумя свитами: нижней — ефремовской и верхней — убойнинской; на востоке — одной соколинской свитой. Отложения соколинского горизонта повсеместно согласно залегают на отложениях быррангского горизонта.

В Западно-Таймырской угленосной площади низы горизонта (ефремовская свита) представлены песчаниками с морской фауной: *Lingula credneri Geinitz var taimyrensis Einor.*, *Rhynchopora ef. geinitziana Vern.*, *Tajmygia tajmyrensis Lutk.*, *Allorisma elegans King*. Выше следуют ритмично переслаивающиеся алевролиты, аргиллиты, прослои углей и глинистые известняки, образовавшиеся в лагунно-континентальных условиях; характерны следующие флористические остатки: *Cardioneura tebenjkovii Schwed.*, *Noeggerathiosis taimyrica Schwed.*, *Zamiopteris glossopteroides Schm.*

На отложениях ефремовской свиты согласно залегают убойнинская свита, представленная конгломератами, песчаниками, алевролитами и пластами угля. Это осадки лагунно-континентальные с преобладанием континентальных. В них наряду с растительными остатками, сходными с таковыми ефремовской свиты, появляются и другие: *Paracalamites vicinalis Radcz.*, *Sphenopteris sp.*, *Noeggerathiosis taimyrica Schwed.*

В Восточно-Таймырской части бассейна отложения соколинского горизонта представлены ритмичным переслаиванием алевролитов, аргиллитов, песчаников с примесью карбонатного материала. Характерным для толщи является сочетание слоев, содержащих морскую фауну, прослоев углей и слоев с наземной флорой: *Nephropsis ubojnensis Schwed.*, *Samoropsis skokii Neud.* В целом состав толщи свидетельствует о паралическом характере осадконакопления. Местами мощность толщи увеличивается за счет пластовых интрузий, имеющих здесь широкое развитие. Возраст отложений соколинского горизонта по флоре, сопоставляемой с флорой воркутинской свиты Печорского бассейна, определяется как кунгурский.

Отложения верхней перми в пределах Таймырского бассейна подразделяются на три горизонта: байкурский, чернойарский и зверинский.

Образования байкурского горизонта залегают согласно на породах соколинского горизонта. Большинство исследователей они относятся к верхнему отделу пермской системы — казанскому ярусу. На западе бассейна они выделены как крестьянская свита, на востоке — как байкурская свита. В западной части разрез начинается пачкой немых песчаников, сменяющихся толщей ритмично переслаивающихся косослоистых песчаников, алевролитов, углистых аргиллитов и преимущественно маломощных пластов углей. Для нижней части свиты характерно появление растительных остатков, схожих с остатками кольчугинской свиты Кузбас-

са: *Annularia* (?) *langedata* Radcz., *Pecopteris anthriscifolia* (Goepf.) Zal., *Angarocarpus tychtensis* Zal.; эта часть формировалась в лагунно-континентальных условиях. Верхняя часть представлена алевролитами и аргиллитами с подчиненными прослоями песчаников и многочисленными линзами сидеритовых образований. Она является безугльной, и ее формирование, по всей вероятности, происходило в лагунах.

В восточной части бассейна горизонт сложен преимущественно морскими отложениями с многочисленными остатками брахиопод, пелеципод и фораминифер *Cancrinella obrutschewi* Lich., *Rhynchopora lovjaensis* Tolm., *Spirifer subfasciger*, *Kolymia irregularis* Lich.

Отложения чернойярского горизонта залегают согласно на осадках байкурского горизонта и параллелизуются с отложениями татарского яруса Русской платформы. С этими образованиями связана основная промышленная угленосность Таймырского бассейна. В западной части они выделены как макаревичско-бражниковская свита, в восточной — как чернойярская свита.

Макаревичско-бражниковская свита представлена толщей ритмично чередующихся конгломератов, песчаников, алевролитов, углистых аргиллитов и пластов угля. Отмечается наличие остатков пресноводных пелеципод и повсеместное присутствие отпечатков наземной флоры: *Annularia* (?) *grandifolia* Schwed., *A.* (?) *lanceolata* Radcz., *Pecopteris anthriscifolia* (Coepf.) Zal., *Callipteris karkiana* Tschirk. et Zal., *C. pseudoaltaica* Radcz., *Cardioneura karkiensis* Schwed., *Psymphyllum tajmyrensis* Schwed., *Jniopteris petiolata* Schwed., *Angarocarpus tychtensis*, что свидетельствует о преимущественно континентальных условиях накопления осадков. В верхах свиты отмечается присутствие туфогенного материала. Мощность отложений свиты и ее угленосность увеличиваются с запада на восток.

В пределах восточной части бассейна, судя по литолого-фациальному составу и комплексу ископаемых остатков, осадки чернойярского горизонта накапливались в двух структурно-фациальных зонах (Погребичкий, 1971). Первая включает территорию, прилегающую к Таймырскому озеру, вплоть до "Тарейского вала" на западе; вторая охватывает районы побережья моря Лаптевых. В первой зоне чернойярская свита представлена лагунно-континентальной толщей с преобладанием континентальных осадков и состоит из переслаивания косослоистых песчаников, конгломератов, алевролитов, аргиллитов, пластов и прослоев углей с *Pecopteris anthriscifolia* (Goepf.) Zal.

В верхних частях разреза присутствует значительная примесь туфогенного материала. Во второй зоне разрез характеризуется морской субмаринной толщей с ритмичным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов с редкими, тонкими прослойками углей и бедным комплексом ископаемой флоры.

Породами чернойярского горизонта завершается разрез собственно угленосных отложений верхнего палеозоя Таймырского угольного бассейна.

Угленосные отложения перекрываются нерасчлененной толщей туфовых образований пермо-триаса, выделяемой как зверинский гори-

зонт. Большую часть разреза этой толщи составляют вулканогенные породы трапповой формации.

Образования триаса представлены индским ярусом и выполняют ядра крупных синклинальных складок внутри пермского поля, а также развиты на южной окраине Таймырского бассейна, погружаясь под более молодые осадки Притаймырского (Енисей-Хатангского) прогиба.

В западной части бассейна индские отложения представлены туфолововой толщей, в восточной части терригенными осадками с туфами и лавами основного состава.

В геологическом строении угленосной формации Таймырского бассейна значительное место занимают магматические образования, среди которых наиболее широкое развитие имеют породы трапповой формации. Они пронизывают угленосную толщу в виде многочисленных даек и силлов. Малые интрузии сиенитов и гранит-порфиров в виде небольших тел прорывают породы перми и раннего триаса. В пределах бассейна на отдельных участках доля пород трапповой формации достигает 15–25% мощности пермских отложений. Наибольшая насыщенность трапповыми породами наблюдается среди нижнепермских отложений. Мощности силлов — от долей метра до 100 м, преимущественно 20–30 м. Протяженность — от 2–3 км до 15–20 км. Мощности даек редко достигают 15–20 м.

Трапповая формация Таймыра, по мнению ряда исследователей, формировалась в три фазы. Первая относится к сакмарскому и артинскому векам и представлена туфами, туфоконгломератами и спилитами в песчаниках бырангского горизонта, а также дайками и силлами долеритов в отложениях турузовского горизонта. Вторая, главная, фаза охватывает позднюю пермь — ранний триас и представлена мощной толщей эффузивов и многочисленных даек и силлов долеритов. Третья фаза относится к среднему и позднему триасу и представлена дайками и пологосекущими интрузивными залежами долеритов.

Интрузии представлены сиенитовыми лакколитами и небольшим количеством тел сиенит-порфиров, прорывающих эффузивы раннего триаса.

Таймырская складчатая область, охватывающая горную часть полуострова, сложена дислоцированными породами архея, нижнего и верхнего протерозоя, а также палеозоя и нижнего триаса.

Осадки верхнепалеозойской угленосной формации развиты в пределах складчатых структур, ограниченных с севера зоной переработанных докембрийских структур, а с юга — северным бортом Притаймырского (Енисей-Хатангского) прогиба. Она формировалась в пределах единой, сложно развивающейся структуры Таймырского прогиба.

В современном структурном плане в бассейне выделяются две площади развития угленосных отложений: Западно-Таймырская и Восточно-Таймырская, разделенные диагональным Тарейским поднятием (Тарейским валом) и относимые по общей форме и по преобладанию полей широких синклиналей к синклиналиям.

В пределах бассейна в направлении с севера на юг достаточно четко выделяются три структурно-тектонические зоны: зона развития линейных

складок, зона распространения широких, преимущественно синклинальных складок, разделенных узкими гребневидными антиклинориями, и зона развития брахиформных структур, иногда ограниченных разрывными нарушениями.

Зона развития линейных складок характеризуется наибольшей дислоцированностью угленосной толщи и наличием ряда разрывных нарушений с амплитудами от десятков до сотен метров. Наиболее крупные нарушения отмечаются в северной части зоны, где амплитуды их достигают 1000 м. Для месторождений и углепроявлений, расположенных в пределах этой зоны, характерна интенсивная пликативная и дизъюнктивная нарушенность. Наибольшим развитием здесь пользуются дайковые и пластовые интрузии основного состава, секущие угленосную толщу.

В зоне коробчатых синклиналей и гребневидных антиклиналей синклинали имеют преимущественно асимметричное строение — южные крылья более пологие ( $30-45^\circ$ ), северные — крутые ( $60-80^\circ$ ). Ядра синклиналей часто выполнены молодыми триасовыми отложениями. Преобладающее количество разрывных нарушений представлено сбросами субширотного простирания.

Зона брахиформных структур четко выделяется лишь в пределах западного синклинория и образована цепью брахиантиклиналей. Размеры брахиантиклиналей 20 x 50 км. Для сводовых частей характерны типичные для брахиструктур продольные и поперечные сбросы. Месторождения этой зоны отличаются простым строением, но разрывная тектоника на отдельных участках, присущая структурам этого типа, осложняет их.

Образование на Таймыре складчатых структур в верхнепалеозойской осадочной толще связано с более молодыми фазами складчатости, в частности с раннекиммерийскими движениями (Мигай, 1957).

### Угленосность

Основная угленосность Таймырского угольного бассейна связана с отложениями верхнепалеозойской формации.

Под угленосной формацией понимается комплекс определенного возраста парагенетически связанных генетических типов отложений, включающих в качестве обязательного члена болотные образования, представленные угольными пластами. Возникновение этого комплекса связано с определенной структурно-тектонической и палеогеографической обстановкой. В современной структуре он занимает определенное объемное положение (Андросов и др., 1977).

Угленосность верхнепалеозойской формации Таймырского бассейна связана с отложениями нижней и верхней перми. В распределении угленосности по разрезу, так же как и по площади, на территории бассейна установлена определенная закономерность.

Основная промышленная угленосность нижней перми приурочена к отложениям соколинского горизонта (ефремовская и убойнинская свиты) на Западном Таймыре. На Восточном Таймыре в этих отложениях имеются лишь пропластки углей нерабочей мощности, и только на крайнем юго-востоке, на мысе Цветкова, известен один пласт угля мощностью до 3 м.

Угленосность верхнепермских отложений связана с образованиями байкурского и чернойорского горизонтов (крестьянская и макаревичско-бражниковская свиты) на Западном Таймыре и чернойорской свиты на Восточном Таймыре. Наиболее значительная промышленная угленосность заключена в отложениях макаревичско-бражниковской и чернойорской свит.

На территории бассейна в современной структуре выделены две обособленные площади развития угленосных отложений (отвечающие синклиналиям): Западно-Таймырская и Восточно-Таймырская.

*Западно-Таймырская* угленосная площадь занимает территорию от Енисейского залива на западе до р. Тарей на востоке. Здесь выделены два угленосных района: Диксонский и Пясина-Тарейский. На этой площади достаточно отчетливо проявляется следующая закономерность.

Угленосность нижнепермских отложений достигает максимума в западной части угленосной площади в Диксонском районе. Так, на Матвеевском месторождении насчитывается 10 пластов угля промышленной мощности, большая часть которых заключена в отложениях убойнинской свиты. Мощность их колеблется от 1 до 3 м, достигая в единичных случаях 6 м. Пласты преимущественно сложного строения с прослоями аргиллитов мощностью 10–15 см. Угольные пласты убойнинской свиты известны на 36 месторождениях и углепроявлениях и играют основную роль в угленосности Диксонского района. Средний коэффициент угленосности достигает 3,25% в Диксонском районе и постепенно снижается — до 0,6% — в Пясина-Тарейском районе. Аналогичные результаты получены Н.Н. Мутафи (1950). Суммарная мощность угольных пластов западной части Диксонского района составляет 42 м, уменьшаясь в Пясина-Тарейском до 4,5 м. Угленосность снижается за счет уменьшения количества угольных пластов.

Угленосность верхнепермских отложений, наоборот, достигает максимума в Пясина-Тарейском районе и уменьшается к западу в Диксонском районе. Максимальные мощности суммарной угольной массы рабочих угольных пластов наблюдаются на Пясинском месторождении, где в разрезе верхней перми (байкурский горизонт) насчитывается до 13 угольных пластов суммарной мощностью до 34 м. Коэффициент угленосности здесь достигает 3%. Угольные пласты приурочены к отложениям крестьянской и макаревичско-бражниковской свит. Мощности угольных пластов колеблются от 1,0 до 5,8 м. На западе в обеих свитах количество угольных пластов уменьшается до двух — пяти и суммарная их мощность на Слободском и Крестьянском месторождениях составляет всего лишь 2 м. Уменьшение количества угольных пластов происходит и в восточном направлении от р. Пясины в сторону Тарейского вала, где в отложениях макаревичско-бражниковской свиты (Тарейское месторождение) известны три угольных пласта. Однако мощности угольных пластов здесь резко возрастают, и два из них — “Нижний Мощный” и “Верхний Мощный” — имеют соответственно мощности 8,25 м и 7,60 м. Резкое сокращение количества и увеличение мощности угольных пластов, по всей вероятности, связано с образованием последних в менее подвижной краевой части площади угленакопления (у Тарейского вала).

В целом для угольных пластов характерно сложное строение, выраженное в наличии одного-двух породных прослоев мощностью 5–10 см. На площадях известных месторождений они являются выдержанными и относительно выдержанными.

*Восточно-Таймырская* угленосная площадь занимает территорию от Тарейского вала на западе до побережья моря Лаптевых на востоке. На ее территории выделяются три угленосных района: Верхне-Таймырский, Таймыро-Озерный и район мыса Цветкова. Эта площадь до настоящего времени остается наименее изученной областью Таймырского бассейна. Здесь, так же как и на Западно-Таймырской угленосной площади, намечаются определенные закономерности в распределении угленосности.

Нижнепермские отложения, в которых угленосность приурочена к породам соколинского горизонта, практически не содержат промышленных пластов угля. Исключение составляют три участка в Таймыро-Озерном районе и угленосный район мыса Цветкова. Однако значительный разброс указанных углепроявлений по площади и наличие только единичных пластов угля не позволяют сделать какие-либо положительные выводы о промышленной ценности угленосности нижнепермских отложений.

Угленосность верхней перми Восточно-Таймырской площади связана с отложениями черной свиты, являющейся аналогом макаревичско-бражниковской свиты Западно-Таймырской площади. Максимальная угленосность приурочена к району северного побережья Таймырского озера (залив Нестора Кулика), где на месторождении Угленосное суммарная мощность угольных пластов достигает 35 м. Коэффициент угленосности здесь составляет 11%, при максимальном количестве угольных пластов на месторождении Угленосное, равном 9, а на месторождении Чернойское — 16.

Уменьшение угленосности происходит в восточном направлении. Обусловлено оно фациальной сменой отложения — преобладанием в разрезе верхней перми морских осадков. Последнее позволяет говорить об отсутствии промышленной угленосности восточнее месторождения Ньюкараку-Тари. В западном направлении промышленная угленосность будет иметь место вплоть до Тарейского вала.

Слабая изученность Восточно-Таймырской площади в настоящий момент позволяет сделать лишь предварительные выводы о ее угленосности.

Мощности известных угольных пластов в пределах Восточно-Таймырской площади изменяются от 1 до 10 м., в основном же преобладают мощности 2,5–3,5 м. Пласты преимущественно простого строения или с незначительным количеством маломощных породных прослоев. В пределах изученных месторождений (Чернойское, Заячье, Угленосное и другие) угольные пласты являются выдержанными по мощности и строению.

Таким образом, обобщая вышесказанное, можно сделать следующие выводы.

1. На территории Таймырского угольного бассейна в современной структуре выделяются две обособленные угленосные площади.

2. Угленосность нижнепермских отложений достигает максимума в западной части Западно-Таймырской угленосной площади и довольно

резко снижается к востоку. Восточнее Тарейского вала угленосность нижней перми практически не достигает промышленных значений.

3. Угленосность верхнепермских отложений достигает максимума в Пясино-Тарейском районе Западно-Таймырской и в Таймыро-Озерном районе Восточно-Таймырской угленосных площадей.

### Качество и метаморфизм углей Таймырского угольного бассейна

Гумусовые угли Таймырского бассейна характеризуются сложным петрографическим составом и включают микрокомпоненты групп витринита, семивитринита, фюзенита, лейптинита, а также минеральные примеси. Исходным материалом для образования углей послужили высшие растения. В составе углей преобладают остатки стеблевых частей растений, подвергшиеся в различной степени процессам гелификации и фюзенизации. Значительно реже встречаются остатки листьев и микроспор. Преобладающими в углях являются микрокомпоненты группы витринита. Почти все структурные ткани в той или иной степени затронуты фюзенизацией, однако типичные фюзены с четкой клетчатой структурой редки.

Типы углей Западной и Восточной угленосных площадей довольно близки между собой и отличаются лишь некоторыми вариациями состава форменных элементов. Для углей западной части бассейна, за исключением углей Тарейского месторождения, характерно отсутствие липоидных компонентов. Наибольшим распространением пользуются угли класса фюзенолитов, относимые в основном к семифюзенитам. Представлены они кларено-дюреновыми и дюреновыми разностями. Среди углей класса гелитолитов преобладают клареновые и дюрено-клареновые разности.

В строении угольных пластов бассейна главную роль играют полублестящие и полуматовые дюрено-клареновые и кларено-дюреновые петрографические типы. Для них характерны полосчатая и штриховатая структуры, которые обусловлены наличием в углях тонких полосок и штрихов витрина. Меньшим распространением пользуются матовые дюреновые типы углей, обычно слагающие в пластах небольшие пачки, а в редких случаях и целые пласты. Большей частью они обладают однородной или штриховатой, реже тонкополосчатой и массивной структурами. Более редка тонкослоистая структура.

Блестящие клареновые угли имеют незначительное распространение и обычно образуют небольшие прослои в угольных пластах. На отдельных месторождениях (Пясинское, Черноярское) они иногда слагают более мощные пачки или целые пласты. По структуре эти угли, как правило, неяснополосчатые или сложнополосчатые за счет присутствия тонких прослоев углей других типов.

Основу минеральных примесей углей составляет глинистое вещество, количество которого колеблется от 3 до 17%. Вторым по величине и постоянству компонентом минеральных примесей является кварц, но количество его обычно не превышает 4%. Группа карбоната представлена кальцитом и сидеритом. Среднепластовые содержания карбоната состав-

блют 1,0–1,5%. Наличие сидерита отмечается лишь в отдельных угольных пластах. Реже других встречаются сульфиды железа. Максимальные сред-непластовые содержания пирита достигает 1,5–2,0%.

Основу органической части углей составляют микрокомпоненты группы витринита. Среднепластовые содержания витринита колеблются в пределах 63–87%. Основу плавких компонентов составляет группа витринита, к которой добавляется 1–3% от группы семивитринита. В составе гелифицированного вещества в незначительном количестве встречаются фрагментарные витриниты с остатками растительных структур. Содержание группы семивитринита довольно постоянно и составляет от 3 до 7% и лишь в единичных случаях достигает 10%. В углях обычно присутствие группы фюзенита, но количество компонентов этой группы неравномерно и изменяется от 9 до 26%. Микрокомпоненты группы микринита незначительны и обычно постоянны от долей процента до 4%. Несколько отличны угли Тарейского месторождения, характеризующиеся малым количеством минеральных примесей (4–7%) и повышенным содержанием компонентов группы фюзенита, количество которого в отдельных слоях достигает 56%. Отмечается также повышенное содержание микрокомпонентов группы лейптинита (среднее содержание 5–11%).

По степени метаморфизма в Таймырском бассейне развиты угли от газовых до антрацитов. В целом для углей бассейна присуща общая тенденция изменения их от менее метаморфизованных к более метаморфизованным. Однако для них характерны несколько пониженное содержание углерода, повышенный выход летучих веществ, повышенное содержание азота и меньшая теплота сгорания (7700–8500 ккал/кг) по сравнению с углями Донецкого бассейна. Рядом исследователей эта особенность углей Таймырского бассейна связывается с проявившейся интенсивной магматической деятельностью в период углеобразования, что повлияло на особенности метаморфизма углей.

Угли, за редким исключением, характеризуются невысокой зольностью, составляющей в среднем 8–17%, и низким содержанием серы, обычно до 0,05%.

В распределении углей различной степени метаморфизма как в разрезе, так и по площади Таймырского угольного бассейна наблюдается определенная закономерность, связанная с региональным метаморфизмом. Так, наиболее метаморфизованные угли приурочены к нижнепермским, а наименее метаморфизованные – к верхнепермским отложениям (правило Хильта). Практически на всех месторождениях бассейна, где имеются достаточно полные разрезы угленосных отложений, наиболее метаморфизованные угли приурочены к нижним стратиграфическим горизонтам. Степень их метаморфизма уменьшается по мере уменьшения стратиграфической глубины. Наиболее отчетливо последнее проявляется на Пясинском и Черноярском месторождениях, где выход летучих веществ увеличивается от нижних угольных пластов к верхним соответственно от 6,5–11 до 21–24% и от 11,4 до 31%. На Крестьянском месторождении выход летучих веществ изменяется по разрезу от 11 до 19%.

По данным В.П. Тебенькова (1965), в районе Западного Таймыра наибольший градиент изменения выхода летучих веществ в разрезе от-

мечается для газовых и жирных углей Тарейского и Сырадасайского месторождений и составляет 1% на 100 м разреза, для коксовых углей Пясинского и Озерного месторождений — 1,3—2,6% на 100 м. Меньшие градиенты изменения — 0,3—0,5 и 0,6% — наблюдаются соответственно для отощенно-спекающихся и тощих углей Крестьянского и других месторождений. Исключения составляют аномальные явления повышенного метаморфизма за счет теплового и контактного воздействия трапповых интрузий.

В изменении метаморфизма углей по площади также установлена определенная закономерность. Степень метаморфизма углей в целом уменьшается с северо-запада на юго-восток. Распределение по площади углей различной степени метаморфизма отражено на прогнозных картах угленосности (рис. 1, 2 см. вкл.) .

Зоны распространения углей той или иной степени метаморфизма построены по показателю выхода летучих веществ с учетом отражательной способности витринита и ограничиваются изоволями с выходом летучих веществ до 10, 25 и 37%. Так, для нижнепермских отложений на территории Западно-Таймырской угленосной площади зона наиболее метаморфизованных углей, отвечающих по степени метаморфизма маркам тощих углей и антрацитов, расположена в северо-западной части. К юго-востоку она сменяется зоной, отвечающей маркам отощенно-спекающихся и коксовых углей, а затем зоной жирных и газовых углей.

Большая часть слабо изученной Восточно-Таймырской угленосной площади по показателям выхода летучих веществ (средние значения 7—10%) приурочена к зоне высокометаморфизованных углей, отвечающих по степени метаморфизма тощим углям и антрацитам. В этой зоне отмечено наибольшее число случаев проявлений графитизации угля. Исключением является район мыса Цветкова, где в нижнепермских отложениях вскрыт пласт угля с выходом летучих веществ до 19—21%, соответствующий коксовой стадии метаморфизма.

Прогнозная карта угленосности верхнепермских отложений имеет несколько иные конфигурации изволей по сравнению с нижнепермскими, но общее направление снижения метаморфизма в юго-восточном направлении сохраняется как на Западной, так и на Восточной угленосной площади. На Западно-Таймырской площади изволи подчеркивают закономерное уменьшение степени метаморфизма углей от Слободского месторождения к Пясинскому и далее к Тарейскому.

Выделенные зоны углей различных стадий метаморфизма расположены между изоволями 10—25% и 25—37% и отвечают стадиям метаморфизма: Т-А — угли тощие и антрациты, К-ОС — коксовые и отощенно-спекающиеся, Г-Ж — газовые и жирные.

Зона антрацитов и тощих углей занимает крайнюю западную часть площади. Зона отощенно-спекающихся и коксовых углей протягивается от Енисейского залива до Сырадасайского месторождения и затем довольно резко поворачивает на север к Пясинскому и Озерному месторождениям. Зона газовых и жирных углей располагается к югу от Сырадасайского и к востоку от Пясинского и Озерного месторождений, протягиваясь на восток вплоть до Тарейского месторождения.

Необходимо отметить, что выделенные зоны углей различной степени метаморфизма не согласуются с современными структурами, а пересекают их под некоторым углом. Это явление было отмечено и В.П. Тебеньковым при изучении закономерностей углефикации пермских углей Западного Таймыра.

Исключением в рассматриваемых зонах метаморфизма углей верхнепермского возраста является Восточно-Пясинское месторождение, метаморфизм углей которого не укладывается в общую закономерность. Попадая в зону газовых и жирных углей, угли месторождения имеют стадию метаморфизма VII—IX. Повышенный метаморфизм объясняется большим количеством пластовых интрузий, имеющих место в разрезе месторождения. Значительная часть углей здесь носит следы контактовых изменений. Все это позволяет считать участок месторождения аномальным и не принимать его во внимание при рассмотрении закономерностей изменения степени метаморфизма углей верхнепермских отложений.

На Восточно-Таймырской площади также устанавливается закономерность увеличения метаморфизма углей в северо-западном направлении. Особенно отчетливо выделяются зоны в более изученном Таймыро-Озерском угленосном районе. В центральной части этого района изоволи проведены на основании имевшихся анализов углей Боотанкагасского, Угленосного, Энгельгардтского, Чернойрского, Озерного и Заячьего месторождений с учетом расчетных показателей отражательной способности витринита.

Показатели выхода летучих веществ на горючую массу изменяются от 25—31 до 18% к северо-западу от месторождения Заячьего, в районе рек Угольной и Звериной, до 7—10% — на крайнем северо-западе, в районе месторождений Энгельгардтского и Боотанкагасского.

На Восточно-Таймырской угленосной площади контуры зон различных стадий метаморфизма углей, так же как и на Западно-Таймырской площади, секут под некоторым углом современные структуры.

Таким образом, все вышесказанное свидетельствует о наличии на территории Таймырского угольного бассейна регионального метаморфизма. Необходимой геологической предпосылкой проявления регионального метаморфизма является совокупное воздействие температуры и давления в условиях длительного опускания данного района земной коры, сопровождаемого постоянными колебательными движениями. Свидетельством опускания угленосной толщи Таймырского бассейна на значительную глубину является мощность самой угленосной толщи до 4000 м и перекрывающих ее эффузивно-туфовых образований до 3000 м. Кроме того, в Таймырском бассейне, несомненно, широко проявился термальный и контактовый метаморфизм при внедрении в угленосную толщу интрузивных тел трапповой формации. Воздействие интрузий, естественно, на ряде участков оказало влияние на изменение качества углей вплоть до превращения последних в графиты. Интрузии траппов, по всей вероятности, создавали и общий прогрев угленосной толщи, повышая геотермический градиент, что также сказалось на интенсивности и характере метаморфизма.

В угленосной толще Таймырского угольного бассейна породы трапповой формации составляют, по И.М. Мигаю, примерно 25% от ее общей мощности, причем большей насыщенностью породами трапповой формации характеризуются нижнепермские отложения. Каких-либо значительных колебаний количественного соотношения пород трапповой формации по площади бассейна не отмечалось.

Несмотря на наличие траппового магматизма, в целом на площади Таймырского угольного бассейна сохраняется общий фон регионально-го метаморфизма.

Проявление контактового и термального метаморфизма, вызванного внедрением интрузивных тел трапповой формации в угленосную толщу, как отмечалось выше, приводит в ряде случаев к аномальному отклонению метаморфизма углей от нормального ряда.

Внедрение даек и силлов долеритов оказывает значительное влияние на угольные пласты. В непосредственном контакте с ними угли интенсивно графитизируются. На ряде месторождений, где интрузивные тела контактируют или находятся в непосредственной близости к пластам, угли резко изменяют свои свойства в сторону повышения степени метаморфизма. При этом в углях уменьшается количество влаги, азота, серы и летучих веществ и увеличивается содержание углерода. Повышение метаморфизма углей под действием контактовых изменений отрицательно сказывается на спекающихся свойствах углей.

На Пясинском месторождении установлено, что наибольшие изменения качественных показателей углей зависят от пластовых силлов. По мере удаления от угольного пласта воздействие силлов на него уменьшается. Дайки дают незначительные изменения в угольном пласте, исчисляемые первыми метрами.

Качественные показатели углей Таймырского бассейна до настоящего времени определены по пробам, отобранными из зоны окисления. Довольно глубокая окисленность углей, отобранных с поверхности, не позволяет однозначно решать вопрос о их спекаемости.

В выделенных по степени метаморфизма зонах, отвечающих коксовым и жирным углям, показатели отражательной способности витринита варьируют в пределах  $R^0 = 1,10 - 1,34$ , что отвечает углям коксовых и жирных марок (месторождения Пясинское, Черноярское, Заячье, Угольное). Произведенные определения пластометрических показателей углей месторождения Заячье, отобранных с незначительной глубины от поверхности, свидетельствуют о способности углей к спеканию. Все это позволит с достаточной степенью уверенности говорить, что вне зоны окисления эти угли будут иметь лучшие качественные показатели и могут быть использованы как технологические марки углей.

### **История формирования бассейна**

Формирование основной пермской угленосной формации связано с развитием Таймырского палеопрогиба, занимавшего приблизительно территорию современных гор Бырранга. Заложение прогиба относится к каменноугольному времени.

В конце раннего — начале среднего карбона происходит активизация тектонических движений. В этот период большая часть современных гор Бырранга испытывает прогибание. Позднекаменноугольный период и сакмарский век характеризуются дальнейшим развитием областей прогибания и поднятий. С конца сакмарского века на большей территории осадконакопление происходит в условиях непрерывного, неравномерно пульсирующего прогибания дна морского бассейна. На протяжении артинского и кунгурского веков прогиб локализуется в виде узкой линейно-вытянутой структуры вдоль расположенной с севера "Карской суши". В области накопления прибрежных фаций образуются заболоченные равнины. Пульсирующий характер проявившихся движений обуславливает ритмичное накопление осадков и неоднократность процессов торфонакопления. Начало позднепермской эпохи характеризуется некоторым перераспределением площадей моря и суши. К этому времени относится, по-видимому, уже наиболее интенсивное влияние образовавшегося диагонального Тарейского вала.

В татарском веке на территории большей части Таймырского палео-прогиба устанавливаются преимущественно континентальные условия. Пульсирующий характер движения обеспечивает ритмичное накопление осадков с периодическим захоронением достаточно мощных торфяников. В этот период наибольшее значение приобретает влияние Тарейского вала в формировании бассейна. Образование пермской угленосной формации было прервано в конце второй половины татарского века трапповым вулканизмом, выразившимся в накоплении мощных туфолоавовых образований.

В индском веке вновь происходит накопление терригенных осадков с горизонтами туфов и лав основного состава. На отдельных площадях в результате инверсионных движений в это время происходит размыв определенной части отложений. Можно предположить, что в прединдское время возникает тенденция к формированию складчатой структуры Таймырского бассейна.

По мнению Ю.Е. Погребницкого, в результате триасовых движений закончилось формирование складчатого основания молодой платформы.

Окончательное оформление современного плана Таймыра обязано юрско-олигоценному тектоническому циклу.

## **Заключение**

Широкое развитие угленосных отложений, наличие большого количества угольных пластов различной стадии метаморфизма, высокое их качество позволяют считать Таймырский бассейн возможной базой энергетических и технологических углей.

Установленные общие закономерности распределения угленосности по площади, а также распределения углей по стадиям метаморфизма дают возможность выполнить общую геологическую оценку бассейна в целом и количественную оценку ресурсов углей.

Наиболее перспективной для поисков и разведки нижнепермских углей является западная часть Западно-Таймырской угленосной площа-

ди, в том числе технологических углей в пределах Диксонского и Пясино-Тарейского районов к югу от изоволи 10%. В структурном отношении эта площадь приурочена к зонам развития коробчатых и брахиформных складок, где могут быть обнаружены месторождения сравнительно простого строения.

Для разведки верхнепермских углей наиболее перспективными являются Пясино-Тарейский район в пределах Западно-Таймырской угленосной площади и Таймыро-Озерский район на Восточно-Таймырской угленосной площади. Наиболее перспективными для постановки разведочных работ следует считать районы распространения технологических углей на Западно-Таймырской площади, где имеет место максимальная угленосность. Общие геологические запасы Таймырского угольного бассейна составляют 203 млрд. т.

## А B S T R A C T

The Taimyr coal basin occupies a considerable part of the Taimyr Peninsula which is surrounded by the seas of the Arctic Ocean.

The Taimyr Peninsula is geologically built up by the Pre-Cambrian, Palaeozoic and Mesozoic sediments. Two coal-bearing formations within the basin; the Upper Palaeozoic and the Mesozoic opens, the former containing the larger coal deposits. It is represented by the Permian littoral-marine and lagoon-continental facies.

The Carboniferous strata are overlain conformably by the Permian deposits which are followed by the Permo-Triassic intrusive tuffaceous complex. In the Permian succession, there are the Lower and the Upper sections which in turn are subdivided into horizons and layers. The Lower section is divided (from bottom to top) into the Turuzov, Byrranga and Sokolinsk horizons which correspond to Sakmarian, Artinskian and Kungurian stages. The Upper section consists of the Baikur, Cherni Yar and Zverinsk horizons corresponding to the Kasanian and the Tatarian stages. The coal-bearing deposits are located within the Sokolinsk, Baikur and Cherni Yar horizons.

Magmatic manifestations are known in the basin in the form of the small intrusions, the dykes and the sills of the traprock.

The Upper Palaeozoic coal-bearing deposits are developed within the folded structures, limited in the North by the zone of the reworked Pre-Taimyr trough. The formation of the folded structures is associated with the Early Kimmerian orogeny. Two sinclinorians are known within the modern structural plan of the basin which correspond to the coal fields. These structural - tectonic zones are distinguished within these fields. These are as follows: 1) zone of the development of linear folds, 2) zone of the distribution of broad, mostly synclinal folds, 3) zone of the development of brachyform units.

The coal content of the Lower-Permian deposits is highest in the western part of the West Taimyr coal field and decreases rather abruptly to the East. Eastward of the Tareya uplift the content of coal in the Lower Permian is of no commercial value. The Upper Permian deposits have the

highest coal content with in the Piasino—Tareya district of the West Taimyr coal field and in the Ozersk district the East Taimyr coal field.

Humic coals of the Taimyr coal basin have complex petrographic composition and include microcomponents of vitrinite, semivitrinite, fusinite and laitynite groups with the microcomponents of the vitrinite group prevailing. Most numerous are coals of the fusinilite class. They are represented by clarain-durains and durains. Semibrigh and the semidull types of coal with the striated and banded texture are predominant.

The average vitrinite grade of the coal seam is 63–87 per cent, semivitrinite — 3–7 per cent and fusain — 9–26 per cent.

The rank of the coals of the Taimyr basin varies from gas coal to anthracite. There is a certain regularity in the distribution of coal of different rank both within the area and the vertical sections of the basin which is related to regional metamorphism. Coals of the highest rank occur within the Lower Permian deposits while coals of the lowest rank are associated with the Upper Permian sediments. It was established at the several fields that the volatile matter content increases from bottom to top in the coal beds from 6–11 per cent up to 24–31 per cent.

Due to poor knowledge of the territory under consideration ranks of the coal were established only on the basis of the volatile matter content with due regard for the vitrinite's reflectivity.

The highest rank of the Lower Permian coals which corresponds to hard, ash coals and anthracite is typical of the north-western part of the West Taimyr coal field while south-eastward coals are mainly of the fat and coking grade.

The intensity of metamorphism of the Upper Permian coals in the West and the East Taimyr basins decreases from the North-West to the South-East. A number of metamorphic zones are distinguished along this direction in accordance with the coal grade (anthracite, hard ash coal, coking coal, fat and gas coal).

The heat of the intrusions of the traprock is superimposed on regional metamorphism. The sections of the contact metamorphism are known occasionally. Coal is turned into the graphite.

The ash grade of coal changes in the main from 18 to 17 per cent, sulphur content — from 0,5 to 1 per cent.

In Mesozoic deposits, brown and gas coals mostly occur. Large dimensions of coal-bearing deposits, a comparatively high quality of coals allow us to consider the Taimyr coal basin to be an important source of energetic and technological coals.

The best prospecting for coal is the western part of the Taimyr basin. The geological resources of the Taimyr basin are estimated at 203 billion tons of coal.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Андронов Б.Н., Колчанов В.П., Кулаков В.В. Угленосность северных предгорий Гидукуша. М.: Наука, 1977. 134 с.
- Мигай И.М. Основные черты геологии и угленосности Таймырского бассейна. — В кн.: Материалы II угольного геол. совещ., 1957, вып. 7. 78 с.

Мутафи Н.Н. Геология и угленосность низовьев р. Пясины. — Тр. НИИГА, 1950, т. 2, с. 58.

Погребницкий Ю.Е. Таймырская складчатая система: Тектогенез и взаимосвязь с сопредельными структурами. Л.: Недра, 1971. 180 с.

Тебеньков В.П. Основные закономерности углефикации пермских углей Западного Таймыра. — Тр. НИИГА, 1965, вып. 145.

УДК 55:553.94 (571.56)

В.Ф. ЧЕРЕПОВСКИЙ, Г.Ф. БАЙ-БАЛАЕВ

## ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И КАЧЕСТВА УГЛЕЙ ЮЖНО-ЯКУТСКОГО КАМЕННОУГОЛЬНОГО БАСЕЙНА

Южно-Якутский бассейн расположен на южной окраине Алданского нагорья и ограничен с юга хребтом Становым, с севера — хребтами Западные Янги и Алдано-Учурским. Протяженность бассейна в широтном направлении 750 км, в меридиональном — от 60 до 150 км, общая площадь развития угленосных отложений 25 тыс. км<sup>2</sup>.

Территория в целом характеризуется резко континентальным климатом, суровой продолжительной зимой и коротким жарким летом, что способствует развитию в районе многолетнемерзлых пород.

Тектоническое строение бассейна весьма сложное и является предметом острой дискуссии. Некоторые авторы (И.С. Бредихин, В.А. Тащилкин и др.) считают, что Южно-Якутский бассейн представляет собой группы разрозненных впадин, выполняемых мезозойскими угленосными образованиями и являющихся фрагментами единого Пристанового (Южно-Якутского) предгорного прогиба, простиравшегося в субширотном направлении на 1000 км от р. Чара на западе до р. Учур на востоке. Другие исследователи (Н.В. Иванов, В.М. Власов) определяют угленосную формацию Южно-Якутского бассейна как мезозойскую формацию активизированных участков древних платформ с паралимническими условиями осадконакопления.

В современной структуре Южно-Якутского бассейна выделяются четыре крупные грабенобразные впадины, границы которых соответствуют и границам угленосных районов: Усмунская, Алдано-Чульманская, Гонамская и Токинская, а также и ряд более мелких впадин. Южные границы крупных впадин обычно фиксируются простирающимися на сотни километров субширотными разломами, а северные имеют извилистый эрозионный характер. Мелкие структуры бассейна со всех сторон ограничены разломами.

Угленосная толща средне- и верхнемезозойского возраста залегает на размытой поверхности нижнекембрийских терригеннокарбонатных образований или на кристаллических породах архея. Согласно стратиграфической схеме она включает нижнеюрские (юхтинская свита), среднеюрские (дурайская свита), верхнеюрские (кабактинская и беркакит-

ская свиты) и нижнемеловые (нерюнгринская и холодниканская свиты) отложения суммарной мощностью около 3500 м.

Отложения юхтинской свиты мощностью 380–420 м представлены самыми разнообразными разновидностями терригенных пород — от конгломератов до аргиллитов с преобладанием (87%) песчаников. Угленосность свиты промышленного значения не имеет, линозвидные прослои угля мощностью от 0,1 до 0,7 м быстро выклиниваются по площади.

Дурайская свита мощностью 420–580 м сложена мелкозернистыми песчаниками (46%), алевролитами (34%) и аргиллитами, согласно перекрывающими отложения юхтинской свиты. Всего установлено 29 пластов угля, из них пять с рабочей мощностью и относительно устойчивые по площади.

Кабактинская свита мощностью 580–620 м представлена чередованием мощных пачек мелкозернистых (38%) и среднезернистых (50%) песчаников и алевролитов (8%). В разрезе выявлено 17 пластов угля, из них пять имеют рабочую мощность, превышающую 0,7 м.

Отложения беркакитской свиты мощностью 1000–1100 м представлены чередованием мелкозернистых (50%) и среднезернистых песчаников (18%), алевролитов (25%), аргиллитов и углей.

Нерюнгринская свита мощностью 380 м сложена песчаниками с прослоями гравелитов. Реже встречаются алевролиты и аргиллиты. В разрезе установлено около 10 пластов угля, из которых особенно значительные “Мощный” и “Пятиметровый”. Мощность пласта “Мощного” колеблется от 20 до 55 м, “Пятиметрового” — от 3 до 12,5 м.

Отложения холодниканской свиты мощностью 315 м представлены разнозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов, гравелитов и конгломератов с невыдержанными прослоями и линзами каменных углей.

Холодниканская и нерюнгринская свиты имеют ограниченное распространение и развиты только в южных частях Адано-Чульманского (Нерюнгринское месторождение) и Токинского (Эльгинское месторождение) районов.

Всего по Южно-Якутскому бассейну подсчитано 20,5 млрд. т общих геологических запасов. Существуют и другие точки зрения. Так, С.С. Каримова и некоторые другие исследователи определяют запасы бассейна в 40 млрд. т, причем запасы одного Токинского района оценивают в 20 млрд. т. В настоящее время изучение бассейна ведется очень интенсивно.

Угли Южно-Якутского бассейна каменные, большинство из них по составу исходного материала относится к группе гумолитов (99%) и лишь около 1% приходится на долю сапрогумолитов.

По степени блеска выделяются четыре группы углей: блестящие, полублестящие, полуматовые и матовые, причем степень их блеска целиком определяется количеством минеральных примесей, т.е. зольностью. Матовые угли содержат золы до 40%, полуматовые — 20–30%, полублестящие — 10–20% и блестящие — менее 12–10%; в целом преобладают полублестящие угли с зольностью 12–20%, хотя зольность резко изменяется по площади месторождений.

По микрокомпонентному составу угли исключительно однообразны и почти все относятся к витринитовому типу, что и определяет их особо ценные технологические свойства. Содержание гелифицированных элементов в них превышает 80%, нередко поднимаясь до 99%.

Петрографический состав углей свидетельствует о том, что степень обводненности ископаемых торфяников была исключительно высокой, что и обусловило почти полную гелификацию растительного материала.

Обогащаемость углей изучалась Восточным углехимическим институтом по укрупненным пластово-промышленным и лабораторным пробам. Обогащаемость углей Чульмаканского, Муастахского, Нерюнгринского и Беркакитского месторождений определяется от средней до трудной, выход концентрата составляет для них 60—80% при зольности 7—10%. Угли Налдинского, Якокитского, Кабактинского месторождений Алдано-Чульманского, а также угли Усмунского районов дают несколько худшие результаты: выход концентрата составляет 20—60% при зольности 8—13%.

Угли Южно-Якутского бассейна являются малосернистыми и малофосфористыми. Содержание серы, связанной в основном с органической массой углей, колеблется от 0,15 до 0,45%. Концентрат, как правило, получается несколько более сернистым, чем рядовой уголь. Содержание фосфора в концентрате значительно снижается до следов. Исключение составляет уголь пласта "Мощного" на Нерюнгринском месторождении, в концентрате которого содержится фосфора иногда до 0,07%.

Опытное коксование южно-якутских углей свидетельствует о том, что кокс высокой прочности с остатком в барабане 300—400 кг получается как при самостоятельном коксовании углей разных месторождений, так и при шихтовании их с углями Иркутского и Буреинского бассейнов.

Изменчивость химико-технологических свойств углей Южно-Якутского бассейна обуславливается в основном их метаморфизмом, так как остальные факторы — петрографический состав и условия формирования — являются очень близкими для всего бассейна. Поэтому вопросы метаморфизма углей Южно-Якутского бассейна, установления его зональности заслуживают пристального внимания со стороны научно-исследовательских организаций, так как являются решающим фактором при выборе участков для разведки, решения вопросов обогащения и коксохимической переработки.

Однако зональность метаморфизма углей бассейна отличается сложными закономерностями, многие вопросы остаются спорными и нерешенными и требуют дальнейшего, более углубленного изучения с помощью современных методов петрографических, химико-аналитических и других исследований.

В Южно-Якутском бассейне установлено наличие углей шести стадий метаморфизма: газовой, жирной, коксово-жирной, коксовой, отощенной и тощей. Полученные данные позволяют говорить о следующей зональности. Наименее метаморфизованные угли газовой стадии с выходом летучих веществ свыше 40% развиты в среднеюрских отложениях в западной части Усмунского угленосного района. В восточном направлении

наблюдается увеличение стадии метаморфизма. На Сыллахском месторождении — угли жирной стадии, восточнее, на Немактинском, — коксово-жирной и коксовой стадий. Наиболее метаморфизованные угли стадий ОС и Т развиты в узкой зоне вдоль р. Алдан. Далее на Восток снова наблюдается снижение стадии метаморфизма, и на Чульманском месторождении угли жирные и коксово-жирные. Наиболее сложная картина зональности метаморфизма углей наблюдается в крайней восточной части Алдано-Чульманского района. Так, верхнеюрские отложения Кабактинского месторождения содержат угли стадии коксово-жирной, а нижнемеловые угли Нерюнгринского месторождения — коксовой.

В Токинском угленосном районе наиболее метаморфизованные угли коксовой стадии распространены в западной и северо-западной частях; вся центральная часть района представляет собой зону распространения коксово-жирных углей, на юге выявлены угли жирной стадии.

Вопросы закономерности проявления зональности метаморфизма углей Южно-Якутского бассейна изучались многими исследователями.

В работах Г.Ю. Лагздиной, Л.М. Минкиной основным фактором изменений метаморфизма углей считалось воздействие сильнейших динамических напряжений с юга, со стороны Станового хребта.

В.В. Мокринский объяснял сложные закономерности проявления метаморфизма сочетанием регионального и динамического типов метаморфизма, причем значительную роль он отводит так называемому фрикциомобильному метаморфизму, связанному, по его мнению, с процессами трения при внутрислоевых перемещениях угольного вещества в заключительный этап складчатости.

Наибольшее распространение получило представление В.М. Власова, А.И. Челебаевой, В.И. Фролова, согласно которому закономерности проявления метаморфизма углей Южно-Якутского бассейна связываются с проявлением только регионального (глубинного) метаморфизма в условиях повышенного геотермального метаморфизма. В работах этих авторов прозвучала довольно убедительная критика динамометаморфизма как решающего фактора изменения степени метаморфизма углей.

В последние годы в работах И.Я. Фаткулина, В.М. Желинского, В.Н. Коробициной показывается, что в процессе метаморфизма углей Южной Якутии существенная роль принадлежала термальному воздействию позднемезозойских магматических очагов. Становление крупных интрузивных массивов происходило на границе структурных этажей, в связи с чем основной тепловой поток при остывании поступал в мезозойский чехол, вызывая глубокие преобразования органического вещества. Поскольку такой прогрев отчетливо ощущается по всей мощности угленосной толщи и распространяется на большие площади, метаморфизм углей Южно-Якутского бассейна, по мнению исследователей, следует относить к регионально-термальному типу.

В связи с завершением строительства участка магистрали БАМ Тын-да—Беркаит и введением в ближайшее время в эксплуатацию мощного Нерюнгринского разреза Южно-Якутский бассейн превращается в крупную индустриально-промышленную базу не только Сибири, но и всего Советского Союза в целом. Уникальное сочетание коксующихся

углей, месторождений железной руды, меди, апатитов и других полезных ископаемых способствует бурному хозяйственному освоению этих районов.

В настоящее время геологоразведочные и научно-исследовательские работы в Южно-Якутском бассейне должны быть направлены на изучение общих перспектив угленосности всего бассейна в целом, особенностей его тектонического строения, зональности метаморфизма, особенностей вещественного состава и закономерностей развития мощных пластов.

Все это позволит своевременно создать необходимый резерв подготовленных для промышленного освоения участков с мощными пластами угля высокого качества, с благоприятными горно-геологическими условиями.

## А Б С Т Р А К Т

The South Yakut coal basin is situated in the South of the Yakut Autonomous Soviet Socialist Republic and occupies the southern flank of the Aldan Upland. The Stanovoi range limits it from the South while the Western Jangi and the Aldano—Ugur ranges — from the North. The basin in 750 km long and from 60 to 750 km in width. The coal-bearing deposits occupy an area of 25 thousand square kilometres.

The whole territory is characterized by sharp continental climate with long, severe winters and short very warm summers. On the depressions of relief permafrost occur.

The South Yakut formation lies within the system of Mesozoic downwarps which stretch along the southern outlying parts of the Aldan shield. There are a number of small downwarps and four major graben-like throughs within the South Yakut basin (Usmunsкая, Aldano-Chulmanskaya, Tokinskaya). Their boundaries match those of the coal fields. The southern flanks of the major troughs are represented as a rule by sublatitudinal faults, stretching for hundreds of kilometres while the northern parts have twisted, erosional character.

The Middle and the Upper Mesozoic coal-bearing formation lies on the eroded surface of the Lower Cambrian terrigenous sediments or on the Archaean crystalline rocks. The coal formation, 3500 thick, includes the deposits of the Lower Jurassic (Juchta suite), the Middle Jurassic (Durai suite), the Upper Jurassic (Kabackta and Berkakite suites) and the Lower Cretaceous (Neryngri and Holodnikan suites). Commercial coals associated with the Durai, Kabackta suites each of them have five workable coal seams and the Neryngri one, the latter have two thickest coal seams: "Moschny" and "Pjatimetroviy". The total geological reserves of the South Yakut coals of standart quality are appraised to be 20,5 billion tons, coking coals are predominant.

There are hard coals in the basin. Coals of humolite series prevail according to the composition of the primary matter and only 1 per cent belong to the saprohumolites. The microcomponent composition of coal is very monotonous and almost all coals are of vitrinite type. They contain over 80 per cent of gelified elements.

Coals of the South Yakut basin have low sulphur and phosphorus content. Sulphur content varies from 0,15 up to 0,45 per cent, phosphorus — from traces up to, rarely, to 0,07 per cent. Pilot coking of the South Yakut coals shows that hard coke with the residues in the drum of 300—400 kg is received both under separate coking of coals from the other basins.

The South Yakut basin becomes an important commercial source of coal for the Soviet Union after the completion of Tynda — Berkakit section of the now constructed Baikal—Amur railway and in view of the large Neryngri pit which will be put on stream in the near future. Unique combination of the deposits of coking coals, iron and copper ores, apatites and other mineral resources will favour the rapid industrial development of that district.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Бредихин И.С.* Южно-Якутский (Алданский) угольный бассейн. — В кн.: Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. М.: Недра, 1973, т. 9, кн. 2, с. 6—117.
- Желинский В.М., Каримова С.С., Коробицина В.Н.* Генетическая классификация угольных пластов Алдано-Чульманского района. — В кн.: Геология и угленосность Чульманской впадины. Якутск: Якут. фил. СО АН СССР, 1974, с. 75—105.
- Коробицина В.Н., Желинский В.М.* О несогласованной зональности постдиагенетических преобразований вмещающих пород и метаморфизма углей Чульманской впадины (Южная Якутия). — ДАН СССР, 1975, т. 221, № 6, с. 1419—1422.
- Мокрицкий В.В.* Метаморфизм углей Южной Якутии. — В кн.: Южно-Якутская угленосная площадь. М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1961, с. 382—420.
- Петрографические особенности и метаморфизм углей Алдано-Чульманского района/ С.С. Каримова, М.Н. Лубяновский, А.М. Прилуцкий, В.И. Фролов. — Сов. геол., 1969, № 6, с. 138—139.
- Прилуцкий А.М., Фролов В.И.* Петрографический состав и метаморфизм углей пласта "Мощного" Нерюнгринского месторождения. — В кн.: Геология и угленосность Чульманской впадины. Якутск: Якут. фил. СО АН СССР, 1974, с. 180—191.
- Синдюков Ш.А.* Условия накопления угленосных отложений в центральной части Южно-Якутского бассейна. Новосибирск: Наука, 1974. 76 с.
- Фаткулин И.Я., Решетко А.Н., Геблер И.И.* О статистических связях между отражательной способностью витринита и качеством углей Алдано-Чульманского района. — Химия твердого топлива, 1970, № 3, с. 141—143.
- Фаткулин И.Я.* Метаморфизм углей и некоторые закономерности его изменения на Чульмаканском месторождении. — В кн.: Геологическое строение и метаморфизм углей Южно-Якутского бассейна. Якутск: Якут. фил. СО АН СССР, 1976, с. 49—56.
- Фролов В.И.* Метаморфизм углей Алдано-Чульманского района. Новосибирск: Наука, 1975. 75 с.
- Челебаева А.Н.* Метаморфизм углей Южно-Якутского бассейна. — Разведка и охрана недр, 1960, № 3, с. 6—9.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Стало хорошей традицией Национального комитета геологов Советского Союза публиковать серию тематических выпусков с докладами советских геологов к очередной сессии Международного геологического конгресса. Данный выпуск посвящен **горючим ископаемым** — каменным углям, углеводородным газам и нефти, являющимся важнейшим источником энергии и ценнейшим химическим сырьем, без которых невозможно представить себе современную цивилизацию.

В последние годы особенно возросло международное экономическое и политическое значение нефти. Цены на черное золото увеличились к 1980 г. в 10 раз. Потребность в нефти неизменно растет, а находить новые ее залежи становится все трудней. Это, естественно, обуславливает возрастание роли геологов и геохимиков, призванных открывать в недрах нефтяные клады. Их ответственность тем более велика, что расходы на поиски и разведку нефти весьма значительны и нередко в новых регионах составляют почти половину ее себестоимости. Следовательно, каждый успех в познании условий образования нефти, закономерностей ее распространения и т.д. сулит большую экономию средств и времени. Все сказанное о нефти можно распространить и на горючие газы. Более 70—80% их себестоимости (средненные мировые данные) составляют расходы на поиски и разведку.

Во всем мире стремятся увеличить добычу угля во многом для того, чтобы компенсировать нехватку нефти и увеличение цен на нее.

СССР занимает первое место по добыче нефти. В 1979 г. годовая добыча ее возросла на 4,5%, составив 585 млн. т; газа добыто 407 млрд. м<sup>3</sup> (установленные общие его запасы составляют более  $30 \times 10^{12}$  м<sup>3</sup>).

Добыча каменных и бурых углей в 1979 г. в СССР составила 729 млн. т. Запасами углей страна обеспечена на многие века — они составляют почти половину мировых запасов достигают  $7 \times 10^{12}$  т. Дальнейшие поиски и разведка, вероятно, позволят еще больше увеличить эту цифру.

Генетические соотношения твердых, жидких и газовых горючих ископаемых и их геологические запасы на планете обсуждались в ряде статей в предыдущем сборнике "Горючие ископаемые", изданном в 1976 г. к XXV сессии МГК.

В настоящий сборник включены работы, посвященные нефтематеринским породам, углям, газам и графиту как продукту контактового метаморфизма углей.

В последние годы в центре внимания геологов-нефтяников и геохимиков оказалась проблема нефтематеринского потенциала отложений

разного типа. Все большее число публикаций посвящается количественной оценке потенциала и условиям, при которых осуществляется его реализация. Поэтому статью Н.Б. Вассоевича и Н.В. Лопатина на эту тему нельзя не признать актуальной. Авторы стремились показать емкость и многогранность понятия о нефтематеринском потенциале, необходимость его дифференциации и рассмотрения на разных системно-структурных уровнях. Многие вопросы, к сожалению, не столько решаются, сколько ставятся. Однако это почти неизбежный этап в развитии любой области знаний.

На огромной территории Русской платформы и у ее периферии располагается несколько крупных нефтегазоносных осадочно-породных бассейнов разного типа. Они изучались многими геологами в течение многих лет, особенно детально в последние годы. Е.В. Стадник взял на себя нелегкий труд обобщить огромный накопленный материал по распространению газов, как рассеянных в осадочных горных породах (эти газы были названы автором этих строк *микрoгазом* — по аналогии с микро-нефтью), растворенных в подземных водах, так и свободных, и так называемых попутных газов (также, конечно, свободных). Установив ряд важных закономерностей, Е.В. Стадник смог пролить свет на происхождение газов, положив в основу учение о стадийности и вертикальной зональности нефтегазообразования. Весьма интересны и полезны составленные автором графические схемы и диаграммы.

Геология угля в СССР по праву может гордиться своими достижениями. Они освещены в краткой статье Н.Г. Железновой, А.К. Матвеева и В.Ф. Череповского, касающейся всех аспектов науки об угле. Приведена вся новейшая литература.

Судя по названию статьи Ю.Р. Мазора и Н.В. Прониной "Основные факторы графитообразования", содержание ее, казалось бы, далеко от тематики секции "Горючие ископаемые". Однако это не так. Графит многих месторождений — конечный продукт метаморфизма ископаемых углей. Такова природа графитов и одного из интереснейших угольных бассейнов мира — Тунгусского, занимающего огромную площадь, более 1 млн. км<sup>2</sup>, почти столько же, сколько вместе занимают в Западной Европе Франция, ФРГ и Англия. Авторы убедительно показали, при каких условиях и какого типа каменные угли могут в результате контактового воздействия интрузивных траппов (долеритов) превратиться в графит. Оказывается, что это угли, достигшие по меньшей мере степени углефикации, отвечающей углям "Ж" по шкале, принятой в Донбассе (градация МК<sub>3</sub> по шкале катагенеза, получающей распространение у геологов-нефтяников СССР).

Как известно, родиной нефти являются *осадочные бассейны*, а сама нефть представляет собой *детитце литогенеза*. Поэтому классификация осадочных бассейнов по истории их формирования, по их тектоническому развитию, геотермическому режиму и т.д. представляет собой весьма важную задачу. Эти вопросы рассматриваются в статье Б.А. Соколова "Эволюция осадочных бассейнов и оценка преспектив их нефтегазоносности".

Многие выдающиеся ученые отмечали огромное значение правильных методов исследования. Академик И.П. Павлов писал: "Метод — самая

первая основная вещь . . . от метода, от способа действия зависит вся серьезность исследования. Метод держит в руках судьбу исследования". Правильный метод должен основываться на научно обоснованной теории. В нефтяной геологии таковой является теория осадочно-миграционного происхождения нефти, представляющая собой новейший вариант теории нефтематеринских отложений. Именно на этой теории базируется историко-генетический геолого-геохимический метод оценки перспектив нефтегазосности территорий и акваторий. Он требует прежде всего исторического и системного подходов к осадочным бассейнам, выяснения всех этапов нефтегазообразования в процессе их эволюции.

В статье Н.Б. Вассоевича, Б.П. Назаревича и И.А. Назаревич этот метод использован для определения времени формирования скоплений углеводородов в Восточно-Маньчском прогибе.

Многие важные вопросы нефтегазовой геологии в настоящее время успешно решаются с помощью биогеохимии, роль которой неизменно возрастает. Биогеохимии горючих ископаемых посвящена статья И.Е. Лейфмана. Содержащаяся в ней новейшая информация представляет большой научный и практический интерес.

Завершается сборник докладов советских ученых на секции "Горючие ископаемые" Мирового геологического конгресса очень содержательной статьей В.И. Ермакова и И.П. Жабрева, в которой дается характеристика основных газоносных формационных комплексов Советского Союза.

Можно думать, что в целом данный сборник представит интерес не только для угольщиков, нефтяников и газовиков, но и для более широкого круга геологов.

*Н.Б. Вассоевич*

УДК 553.98+552.5+543.8

Н.Б. ВАССОЕВИЧ, Н.В. ЛОПАТИН

## **НЕФТЕМАТЕРИНСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ И ЕГО РЕАЛИЗАЦИЯ В ПРОЦЕССЕ ЛИТОГЕНЕЗА**

Одной из наиболее актуальных генетических проблем, дальнейшая разработка которых имеет огромное практическое значение, является проблема нефтематеринских (НМ) отложений — их диагностика и оценка потенциала на разных этапах литогенеза.

Возможность нефте- и газообразования определяется, во-первых, наличием в регионе отложений, изначально обладающих нефте-, газо- и нефтегазоматеринским потенциалом ( $P_{НМ}$ ,  $P_{ГМ}$ ,  $P_{НГМ}$ ); во-вторых, — длительным пребыванием этих отложений в соответствующих термобарических зонах, в которых благодаря термолизу и (или) термokatализу органического вещества образуются жидкие и газовые углеводороды. Установление критериев для оценки нефтематеринского потенциала породы и уточнение условий, при которых в той или иной мере

данной породой реализуется ее  $P_{HM}$ , основаны на осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа, согласно которой: 1) исходным *материнским веществом* является углеводородистое органическое вещество субаквальных седиментитов (или седидахиты – СК<sup>1</sup>); 2) главным фактором генерации основной массы нефти служит тепло недр<sup>2</sup>; поэтому, строго говоря, нефть нельзя называть “биогенной” (как нельзя этого сказать о коралловом песке, березовом дегте и т.д.); 3) главная фаза нефтеобразования (ГФН) протекает в течение длительного времени в интервале температур  $115 \pm 60^\circ\text{C}$ . Такие условия возникают в осадочно-породных бассейнах (ОПБ). Поэтому законно утверждение, что нефть – детище литогенеза, а ее родина – осадочно-породный бассейн. Сущность важного метода этой теории – историко-генетического геолого-геохимического – можно кратко сформулировать так: последовательное ретроспективное выяснение всех аспектов нефтегазообразования на различных этапах развития этого процесса, рассматриваемого как одно из следствий возникновения и эволюции осадочно-породного бассейна. Или, еще короче, – выяснение истории нефтегазообразования на фоне общей истории ОПБ.

В настоящее время все большему числу исследователей становится ясной плодотворность системного подхода к решению многих естественно-исторических проблем. Проблема нефтематеринских пород и вопрос о  $P_{HM}$ , составляющем ее главное звено, не представляют в этом отношении исключения.

В ряде опубликованных работ широко обсуждалась проблема оценки  $P_{HM}$ , но рассматривались, как правило, лишь отдельные критерии. Авторы предприняли одну из первых попыток обобщить с позиций системно-структурного анализа современные данные о НМ-породах и о их  $P_{HM}$ .

К сожалению, существуют самые различные мнения по вопросу о том, что такое НМ-порода, свита,  $P_{HM}$  и даже что такое нефть.

Нефтематеринский потенциал – это количественный или полуколичественный критерий, позволяющий судить о масштабах возможной генерации НМ-породой (или СК) микронепти → нефти.  $P_{HM}$  породы определяется качеством и количеством содержащихся в ней седидахитов. Различные компоненты его состава приведены на рис. 1.

Длительность, порой измеряемая многими десятками и даже несколькими сотнями миллионов лет, и многостадийность нефтеобразования, начинающегося еще в живом организме, обуславливают сложность и емкость круга понятий, объединяемых интегральным термином  $P_{HM}$ . Этот круг безусловно нуждается в дифференциации на частные, более конкретные понятия. Поэтому следует начать с уточнения круга понятий и терминов, связанных с изучением проблемы.

<sup>1</sup> *Седидахиты* – сложная аббревиатура: первая часть (седи) – начало слова “седименты”, вторая (кахиты) – самостоятельная аббревиатура из слов carbon (C) и hydrogen (H); “кахиты” – углеводородистые органические вещества.

<sup>2</sup> Нефть является образованием *полигенетическим* (её формирование происходило за счет различных компонентов СК и путем различных био- и термохимических процессов) и *полистадиальным* (так как разные составные части нефти родились на разных этапах ее естественной истории).

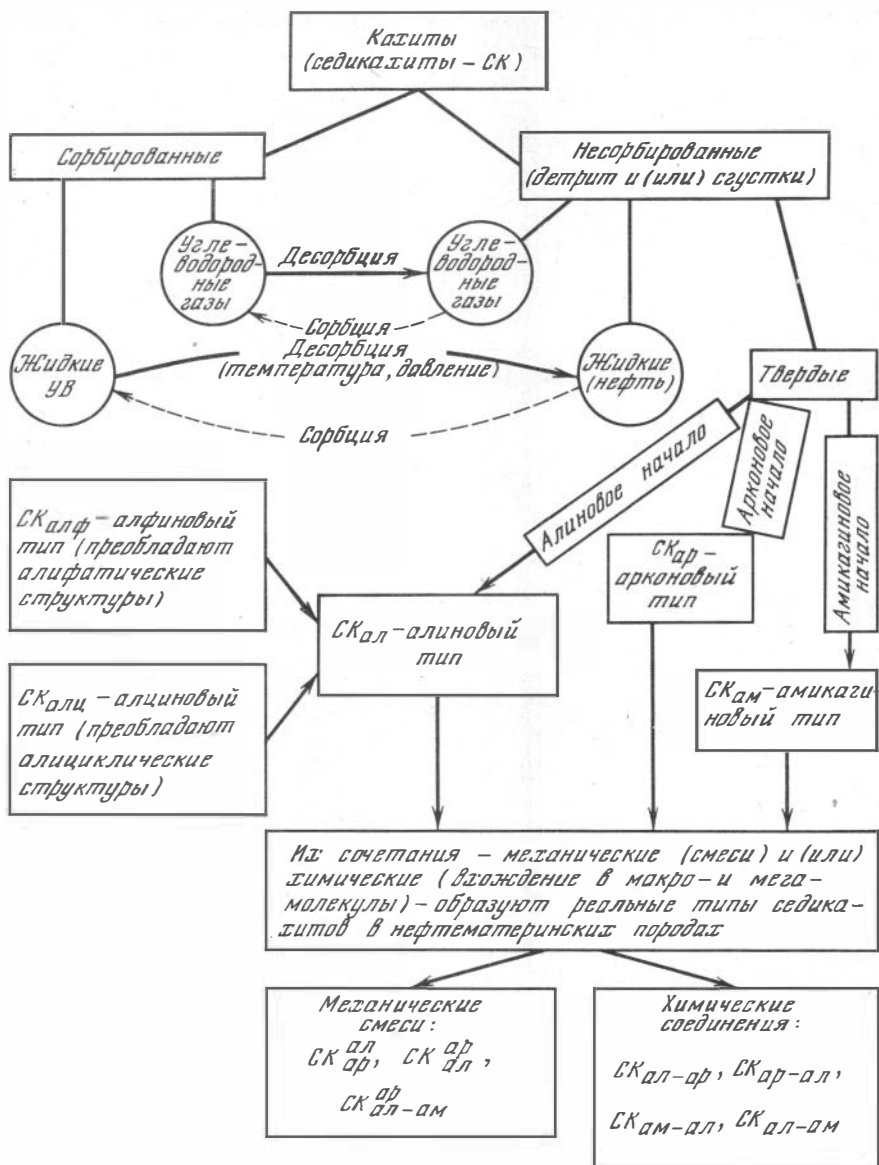


Рис. 1. Классификация седикахитов

Очевидна целесообразность дифференциации понятия "нефтематеринский потенциал" на потенциал органического вещества (седикахитов) —  $\Pi_{\text{СК}}^{\text{НМ}}$  — и потенциал породы —  $\Pi_{\text{НМ}}^{\text{П}}$ . Ведь в разных типах СК различно содержание минералов, ответственных за генерацию микронепти, да и само содержание СК в НМ-породах может колебаться в широких пределах. Типичны, к примеру, ситуации, когда породы содержат "благород-

ный" тип СК — алиновый, но его содержание в породе невелико. Отсюда при высоком  $P_{\text{НМ}}^{\text{СК}}$  будет наблюдаться в целом для породы низкий  $P_{\text{НМ}}^{\text{П}}$ . Возможен иной случай, когда порода богата СК витренового типа ( $\text{СК}_{\text{ар}}$ ), обладающими ничтожным  $P_{\text{НМ}}$ . Это также не приведет к значительным масштабам генерации нефти. Наконец, возможен и такой вариант — мощная глинистая НМ-толща обладает богатейшим  $P_{\text{НМ}}^{\text{СК}}$  и  $P_{\text{НМ}}^{\text{П}}$ , но геологические условия неблагоприятны для эмиграции микронепфти, и  $P_{\text{НМ}}$  остается нереализованным.

Понятие о  $P_{\text{НМ}}$  не может не учитывать в полной мере двойственность процессов нефтеобразования, трактуемого достаточно широко, т.е. с учетом формирования залежей. Оно, в сущности, представляет собой сочетание двух, в известной мере автономных, процессов — *генерации* микронепфти → нефти и ее *эмиграции*, ведущей к образованию капельно-жидкой нефти или нефтегаза (например, газоконденсата) в коллекторах любого рода, в том числе и в самой нефтематеринской породе, если она впоследствии приобретает соответствующие свойства — емкость и проницаемость.

Возможность эмиграции микронепфти зависит уже не только, а порой и не столько от  $P_{\text{НМ}}^{\text{СК}}$ , т.е. от характера седикахитов, а также от их содержания в породе, сколько от других факторов — внутренних и особенно внешних по отношению к данной НМ-породе. Их можно назвать *экологическими* (sensu lato).

Таким образом, общее понятие о  $P_{\text{НМ}}^{\text{П}}$  включает в себя два подчиненных, более частных понятия ("подпонятия", "субпонятия"): одно — связанное с *образованием микронепфти*, другое — с переходом микронепфти в макронепфть и с ее эмиграцией. Оба субпонятия перекликаются с аналогичными по рангу субпонятиями в потенциально нефтематеринских (ПНМ) и нефтепроизводивших (НПШ) породах. Первые из них обладают полным начальным потенциалом, а вторые — остаточным, в пределе нулевым, т.е. исчерпанным полностью.

Иногда возникает потребность в понятиях о *начальном* (максимальном) потенциале — нач.  $P_{\text{НМ}}^{\text{СК}}$  и *остаточном* потенциале — ост.  $P_{\text{НМ}}^{\text{СК}}$  или ост.  $P_{\text{НМ}}^{\text{П}}$ , сохранившемся при достижении той или иной градации катагенеза. Остаточный потенциал равен начальному за вычетом его реализованной части в силу эмиграции микронепфти. Иногда целесообразно определять значение частичного  $P_{\text{НМ}}$ , такого, который может реализовываться между определенными градациями катагенеза, например между  $\text{МК}_1$  и  $\text{МК}_2$  или  $\text{МК}_2$  и  $\text{МК}_3$  и т.д.

Седикахиты подчас бывают неоднородными, смешанными. Нередко отмечается наличие двух типов СК — сорбированного и несорбированного (порой неудачно именуемого "детритным" органическим веществом). В этих случаях можно оценивать  $P_{\text{НМ}}^{\text{СК}}$  отдельно для каждого из этих типов. Дифференциация понятия о  $P_{\text{НМ}}^{\text{СК}}$  нужна и в других случаях, например при изучении микрокомпонентов угольного вещества, таких, как витринит, фюзинит, лейптинит и др.

Суждения о  $P_{\text{НМ}}$  определяются по результатам изучения баланса продуктов, прежде всего углеводов, образующихся на разных этапах битуминизации СК по мере развития катагенеза седиментитов, на основе

детального исследования тщательно и последовательно подобранной серии проб пород, лабораторных опытов искусственного катагенеза, при которых геологическое время компенсируется повышением температуры, и теоретических расчетов по данным о петрографическом и (или) химическом составе СК.

Одной из важных задач в настоящее время является критическое обобщение результатов всех этих исследований, осуществленных в СССР, США, Франции, ФРГ и в других странах.

Е.А. Рогозина, С.Г. Неручев и В.А. Успенский (1974), исходя из соотношений С, Н и О в керогене на различных стадиях катагенеза, применили систему специальных уравнений, позволяющих судить о масштабах генерации нефти и газа. Это направление получило развитие в трудах А.Э. Конторовича (1976), А.А. Ивлева (1979) и австралийского геохимика Дж. Сэксби (Saxby, 1977).

Б. Тиссо (Tissot e.a., 1975) и другие зарубежные исследователи применяют отношение атомов  $\frac{H}{C}$  для оценки нефтематеринского потенциала керогена<sup>1</sup>.

Нами (1977) совместно с И.Е. Лейфманом (1977) на основании сведений об элементном составе углей, горючих сланцев и рассеянных СК в глинистых НМ-отложениях рассматривались возможности использования в качестве критериев  $P_{HM}$  коэффициентов  $F_0 = \frac{H}{C} \text{ ат.}\%$ ,  $F_1 = \frac{H - 2 \sum(O + N + S)}{C}$  и других элементных соотношений в атомных процентах.

Нами же (Лопатин, 1978 а,б) был предложен коэффициент  $F_5 = (H-50) \text{ ат.}\%$  для оценки  $P_{HM}$  исходных биомолекул живого вещества (ЖВ): отрицательные значения  $F_5$  отличают ЖВ, бедное  $P_{HM}^{жв}$  или совсем лишенное его; ЖВ с  $F_5$ , равным 1–10, относится к классу соединений с богатым  $P_{HM}^{жв}$ ; максимальный  $P_{HM}^{жв}$  — у липидов и восков ( $F_5 > 10$ ). В целом для ландшафтной сферы Земли характерно то, что в ландшафтах с большой биомассой накапливаются СК с очень бедным  $P_{HM}$ , а в областях с высокой скоростью обновления фитомассы и высокой ежегодной продукцией накапливаются СК с наибольшим  $P_{HM}$ .

М. Тайхмюллер и К. Оттенъян (Teichmüller, Ottenjann, 1977) оценивают  $P_{HM}$  по содержанию лейптинитовой группы мацералов в рассеянном и концентрированном типах СК, используя количественные параметры флюоресценции лейптинита и панлипоидинов "керогена", ответственных за генерацию микронепти. Эти методы нашли также отражение в работах французских исследователей П. Робера (1974) и Б. Альперна (1977) и голландского геохимика П. Ван-Гайзеля (1975).

<sup>1</sup> За рубежом сидикахиты часто называют неудачным термином *кероген* ("рождающий воск"), под которым, вопреки автору термина (Crum Brown, 1906 г., но не 1912 г., как обычно датируется), понимают нерастворимую в органических растворителях (в каких и при каких условиях не оговаривается) часть органического вещества пород (СК). В последнее время этот термин стал употребляться и в нашей литературе, нередко в том же достаточно неопределенном смысле. Если уж использовать слово "кероген", то для наименования всех сидикахитов в целом.

Другим широко применяемым методом, также заимствованным из петрологии углей для оценки степени зрелости НМ-пород, является определение отражательной способности (ОС) витринита.

Зарубежные геохимики-нефтяники в качестве легко определяемого и характерного критерия  $P_{НМ}^{СК}$  используют данные пиролиза "керогена". К. Баркер (Barker, 1974) показал, что при нагревании образцов НМ-глин со скоростью  $9^{\circ}\text{C}$  в минуту в струе гелия отмечаются два пика выхода углеводородов. Пик-1 при температуре  $130^{\circ}\text{C}$  отвечает УВ, уже присутствовавшим в породе. Пик-2 при температуре в среднем  $480^{\circ}\text{C}$  (а вообще в диапазоне  $422\text{--}660^{\circ}\text{C}$ ) вызван УВ, которые образовались в процессе лабораторного пиролиза. Относительные размеры пиков, по Баркеру, отражают индекс генерации (ИГ) и характеризуют нефтематеринский потенциал:

$$\text{ИГ} = \frac{\text{Пик-1}}{\text{Пик-1} + \text{Пик-2}} \cdot 100\%.$$

Иными словами, в "числителе" этой "дроби" — условная мера количества уже генерированных, но еще не эмигрировавших УВ, а в "знаменателе" — условный показатель общей способности СК генерировать УВ, т.е.  $P_{НМ}^{СК}$ .

А. Янг и Р. Макайвер (Joung, McIver, 1977) к числу важных критериев  $P_{НМ}$  относят величину сорбционной способности СК ( $K^{СК}$ ): В оценках  $P_{НМ}$  они предпочли использовать отношение концентрации СК к его сорбционной способности.

Н. Бейли, К. Эванс, К. Мильнер (Bailey, Evans, Milner, 1974) и Дж. Хант (Hunt, 1979) оценивают  $P_{НМ}^{СК}$  по трем группам критериев: 1) содержание УВ  $C_1\text{--}C_4$ , 2) содержание УВ  $C_4\text{--}C_7$ ; 3) содержание УВ  $C_7\text{--}C_{15}$  и отражательной способности витринита.

А. Худ, Дж. Кастаньо и Дж. Кендрик (Hood, Castaño, Kendrick, 1976) определяют  $P_{НМ}$  пород по содержанию и составу керогена и палеотемпературным условиям. Для реконструкции последних они используют ОС витринита, а при исследовании СК наряду с битуминологическими анализами — метод пиролиза.

В специальной работе У. Пасея (W. Pusey, 1973) "Методы диагностики нефтегазоматеринских пород" отмечается, что наиболее эффективно  $P_{НМ}^{СК}$  определяют микроскопические исследования типа и степени катагенеза СК по отражательной способности витринита и искусственная пиролитическая деградация керогена. Это направление развивается также П. Гюнтером (P. Gunther, 1976), Дж. Байяком, М. Барс и Г. Вильямсом (J. Vujak, M. Barss, G. Williams, 1977), Дж. Бруксом, Б. Тусу (J. Brooks, B. Thusu, 1977), Б. Тиссо и Д. Вельте (Tissot, Welte, 1978) и др.

Оригинальные исследования осуществляет в Ташкенте А.М. Акрамходжаев (1973, 1978), плодотворно используя также комплекс углепетрографических и химико-битуминологических показателей  $P_{НМ}^{СК}$ .

А.Э. Конторович (1976) для оценки  $P_{НМ}$  разработал логику расчетов содержания УВ асфальтенов и смол в г/100 г СК с учетом типа и степени катагенеза СК.

Вопросы первичной миграции микронефти, с которыми тесно связаны процессы реализации  $P_{HM}$ , особенно подробно изучались советскими учеными: М.А. Капелюшниковым, Т.П. Жузе, М.И. Гербер, М.Ф. Двали, С.Н. Белецкой и др.

В СССР впервые (Вассоевич, 1955 а, б) было обо件ено внимание и на вероятность нарастания трудности (а следовательно, необходимости более жестких условий) эмиграции микронефти из центральных частей глинистых пачек по мере увеличения их мощности. Затем это получило подтверждение в специально осуществленных исследованиях С.Г. Неручева и Н.С. Ковачевой (1965), А.А. Трофимука и А.Э. Конторовича (1965).

Были выявлены устойчивые изменения в составе и содержании битумоидов в НМ-глинах на расстоянии 1–15 м от коллектора, свидетельствующие о снижении количества эмигрировавшей микронефти по мере увеличения расстояния до породы-коллектора. Тем самым был пролит свет на характер реализации  $P_{HM}^{глин}$ . В частности, А.А. Трофимук и А.Э. Конторович (1965) показали, что из пластов глин мощностью 1 м эмигрировало около 50% УВ масляной фракции битумоида, из пластов мощностью 10 м – 13%, мощностью 100 м – только 4% от общего количества УВ, образовавшихся в материнской толще.

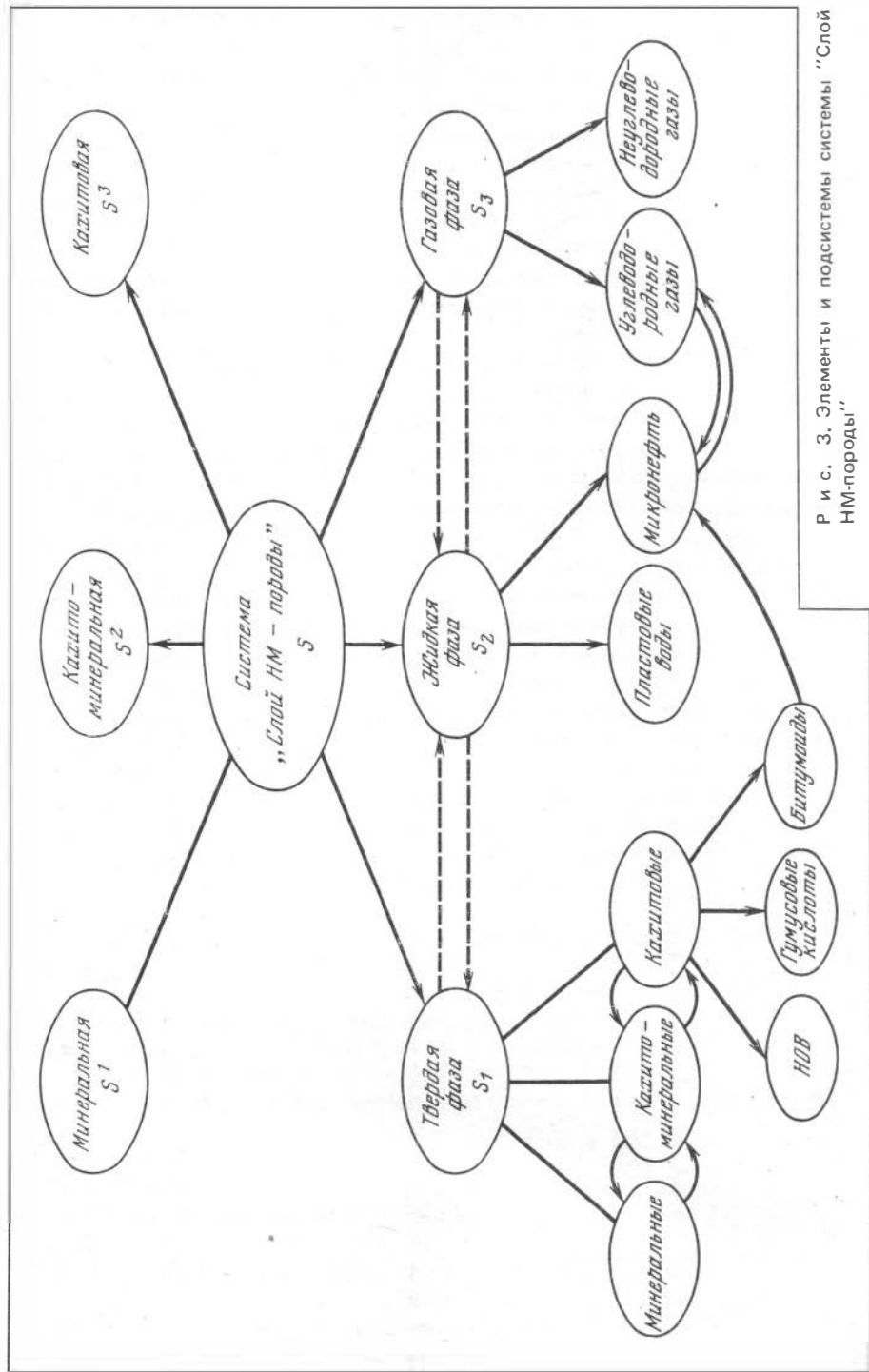
Аналогичные эффекты обнаружили французские исследователи (Tissot, Deroo, Espitalie, 1975) в изменении состава битумоидов в нефтепроизводящих аргиллитах девона Восточной Сахары по мере удаления от коллектора (рис. 2). На приведенной диаграмме иллюстрируется явление отбора компонентов ХБ по их миграционной способности: больше всего уходит в коллектор УВ, в остатке накапливаются наиболее высокомолекулярные соединения, входящие в состав асфальтенов.

В отношении реализации НМ-породами своего  $P_{HM}$  в условиях Мирового океана интересны исследования А.А. Геодекяна, В.Я. Троцюка, одними из первых обративших внимание на возможность расхода в во времени и пространстве главной фазы (и зоны) *генерации* микронефти → нефти (ГФГН) и той фазы (и зоны) уплотнения НМ-глин, в которой может осуществляться *эмиграция* микронефти → нефти (ГФЭН). Авторы выяснили, где возникали оптимальные условия для собственно нефтеобразования, т.е. где имело место совпадение во времени и пространстве ГФГН и ГФЭН. В.Я. Троцюк рассчитал также коэффициенты эмиграции микронефти для многих ОПБ, расположенных в акватории Мирового океана.

Интересные результаты по количественной оценке  $P_{HM}$  и условиям его реализации приведены в работах М.Ф. Двали (1963), С.Г. Неручева (1969), Ю.И. Марьенко (1978), А.А. Карцева (1978), О.К. Баженовой, Ю.К. Бурлина, Е.Е. Карньюшиной (1979) и других исследователей.

В настоящее время полноценность изучения любой проблемы немыслима без *системного подхода*. Он требует исследования явлений (реалий) с точки зрения их целостности, структурности и иерархичности, а также взаимосвязи с окружающей средой.

Исторический процесс реализации нефтематеринского потенциала седиментитов развивается в системе "*осадочно-породный бассейн*".



Р и с. 3. Элементы и подсистемы системы "Слой НМ-породы"

На атомарном уровне (V) моделирования системного объекта рассматривается поведение изотопов C, H, O, N, S и других в узких фракциях СК, в частности битумоидов, и по возможности — в индивидуальных соединениях, что дает наиболее ценную генетическую информацию.

На изотопно-атомарном уровне исследований нас, несомненно, ждут приятные сюрпризы.

Начинать изучение НМ-отложений приходится с простейших, четко выраженных слоев, элементов НМ-свиты. Слой НМ-породы можно рассматривать как уровень III декомпозиции системы ОПБ.

Слой более или менее однородной НМ-породы представляет исходную низшую единицу в составе литом (литологических сообществ). Слой может быть благодаря диастемам более или менее резко отграничен от соседних слоев, но может иметь и постепенный переход.

На первом этапе системного исследования НМ-отложений и  $\Pi_{\text{НМ}}^n$  можно различать: *окружающую среду, ближнюю* в объеме пласта и (или) пакки слоев, с которыми происходит непосредственный обмен флюидами, и *окружающую среду в широком смысле слова*, когда приходится рассматривать обмен энергией в рамках системы более высокого уровня организации ОПБ (термодинамическая позиция слоя — пластовое и геостатическое давление, геотемпературный режим, трещиноватость как проявление тектогенеза, влияние интрузий — все это проявление действия дальней окружающей среды в масштабах ОПБ и даже внешних геосфер).

НМ-слой может быть, в свою очередь, представлен как система (рис. 3). В качестве основания для ее декомпозиции используем фазовое состояние вещества. В подсистеме *твердой* фазы вещества, безусловно доминирующей в системе, выделяются минеральные, кахито-минеральные и кахитовые элементы; в подсистеме *жидкой* фазы — пластовые воды и микроневфть; в *газовой* подсистеме — углеводородные и неуглеводородные газы. На диагенетическом и протокатагенетическом этапах развития системы активна четвертая подсистема — *биогенная*.

Рис. 3 представляет собой как бы моментальный снимок действительности, один из синхронных срезов системы. В процессе ее исторического развертывания могут изменяться литологические функции слоев с точки зрения образования и формирования залежей нефти. Нефтематеринский глинистый слой в зоне сильного катагенеза может превратиться в коллектор (трещиноватые аргиллиты), а песчаник потерять свои емкостные свойства, и т.д.

Соотношения элементов в подсистемах в историческом аспекте также динамичны: так, твердая фаза, являющаяся частью минеральной подсистемы, в зоне метагенеза может переходить в газовую фазу (выделение  $\text{CO}_2$  при мраморизации известняков); сидикахиты, реализуя в процессе литогенеза свой  $\Pi_{\text{НМ}}$ , на 90–99 вес. % от исходных СК переходят в газовую и жидкую фазы; нефти имеют твердые парафины; хорошо известны газоконденсаты, способные в определенных термобарических условиях расслаиваться на две фазы.

Вещественно-энергетические потоки и взаимодействия элементов системы “Слой НМ-породы” изменяются на всех этапах как по вос-

ходящей линии развития системы (рис. 4), так и по нисходящей линии вплоть до уничтожения системы.

Рассматривая естественную систему "Слой НМ-породы" лишь с точки зрения одной ее функции — реализации  $\Pi_{\text{НМ}}^{\text{П}}$  при прогрессивном развитии литогенеза, можно констатировать следующее: эффективность функционирования системы невелика в зоне диагенеза, большая часть ОВ "сгорает" почти безрезультатно для нефтеобразования; все еще низка в зоне протокатагенеза, стремительно достигает максимума в начале мезокатагенеза и вновь резко падает в пределах градий катагенеза МК<sub>3</sub>—МК<sub>4</sub>.

В аспекте нашего сообщения особый интерес представляют сидекахиты — материнское вещество для нефти и углеводородных газов.

Как уже отмечалось выше, ориентировочно о  $\Pi_{\text{НМ}}^{\text{СК}}$  судят по отношению  $\frac{H}{C}$  (элементный состав СК). В 1977 г. авторами были использованы для косвенного суждения о потенциале несколько подобных коэффициентов:

$$F_0 = \frac{H}{C}, F_1 = \frac{H - 2 \sum (O + N + S)}{C}, F_2 = \frac{H}{O + N + S} \text{ и др.}$$

Наилучшим оказался коэффициент  $F_1$  (Вассоевич, Лейфман, 1977).

В данном сообщении используются коэффициенты  $F_{10}$  и  $F_{11}$ .

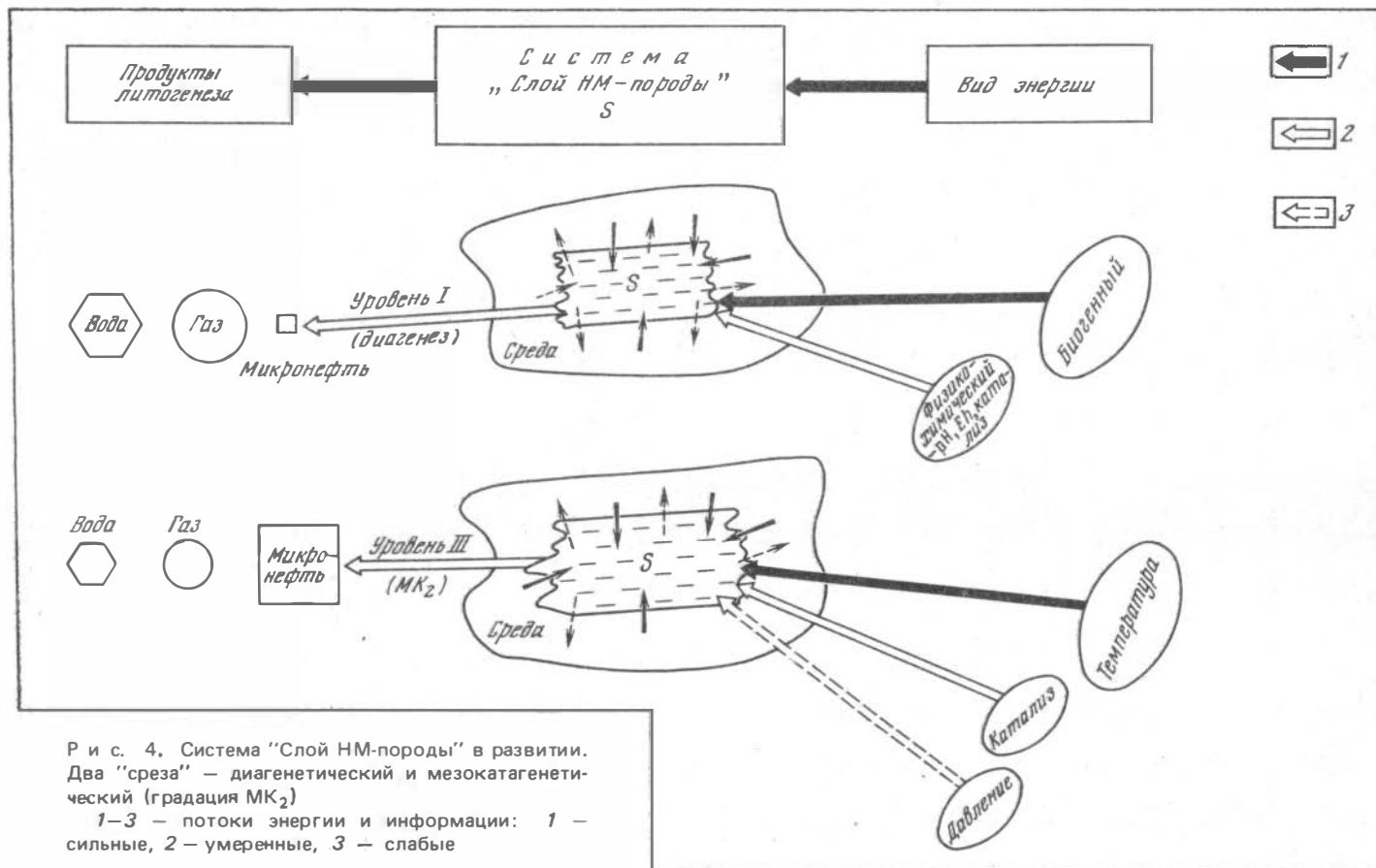
$F_{10} = \frac{H - (2S + 3N)}{C - 2 \cdot O}$ , это коэффициент, так сказать, сверхоптимистический, с ним надо быть гораздо более осторожным, чем с коэффициентом  $F_1$ ;  $F_{11} = \frac{H - (2S + 3N)}{C - O}$  предложен специально для зоны диагенеза.

Для выяснения значимости коэффициентов  $F_0$ ,  $F_1$ ,  $F_2$  и т.д. с целью оценки  $\Pi_{\text{НМ}}^{\text{СК}}$  авторами в 1977 г. были обобщены данные об элементном составе СК НМ-пород и различных групп мацералов углей. На рис. 5 хорошо видно резкое снижение значений коэффициентов  $F_0$  и  $F_1$  (в атомных процентах) на границе МК<sub>3</sub> и МК<sub>4</sub>, т.е. по завершении ГФН.

Начало градации МК<sub>4</sub> соответствует главному скачку углефикации. Ниже его линии, отвечающие витриниту, лейптиниту и алгиниту, резко сближаются; по своему элементному составу мацералы становятся весьма трудно различимыми. Возрастание  $F_1$  для витринита в зоне протокатагенеза объясняется декарбоксилированием СК.

На аналогичной диаграмме показана картина варьирования тех же коэффициентов  $F_0$  и  $F_1$ , но вычисленных по данным об элементном составе рассеянных типов СК в глинах и аргиллитах, о которых точно известно, что они генерировали нефть в промышленных масштабах (рис. 6). Здесь также выделяется область главного скачка углефикации, когда после ГФН резко сближаются ветви эволюции разных типов СК.

Предлагается (Лопатин, 1979) условная оценка  $\Pi_{\text{НМ}}^{\text{СК}}$  в баллах, рассчитанных по формуле  $J = 10 (F_1 - 0,5)$ . Они приведены в табл. 1. К этим баллам (по шкале  $J$ ) добавляются поправочные коэффициенты  $W$ , учитывающие снижение  $\Pi_{\text{НМ}}$  по мере его реализации при усилении катагенеза. В основу положены ориентировочные данные о масштабах генерации нефти в процессе катагенеза, опубликованные в 1974—1977 гг.



Р и с. 4. Система "Слой ИМ-породы" в развитии. Два "среза" — диагенетический и мезокатагенетический (градация МК<sub>2</sub>)

1—3 — потоки энергии и информации: 1 — сильные, 2 — умеренные, 3 — слабые

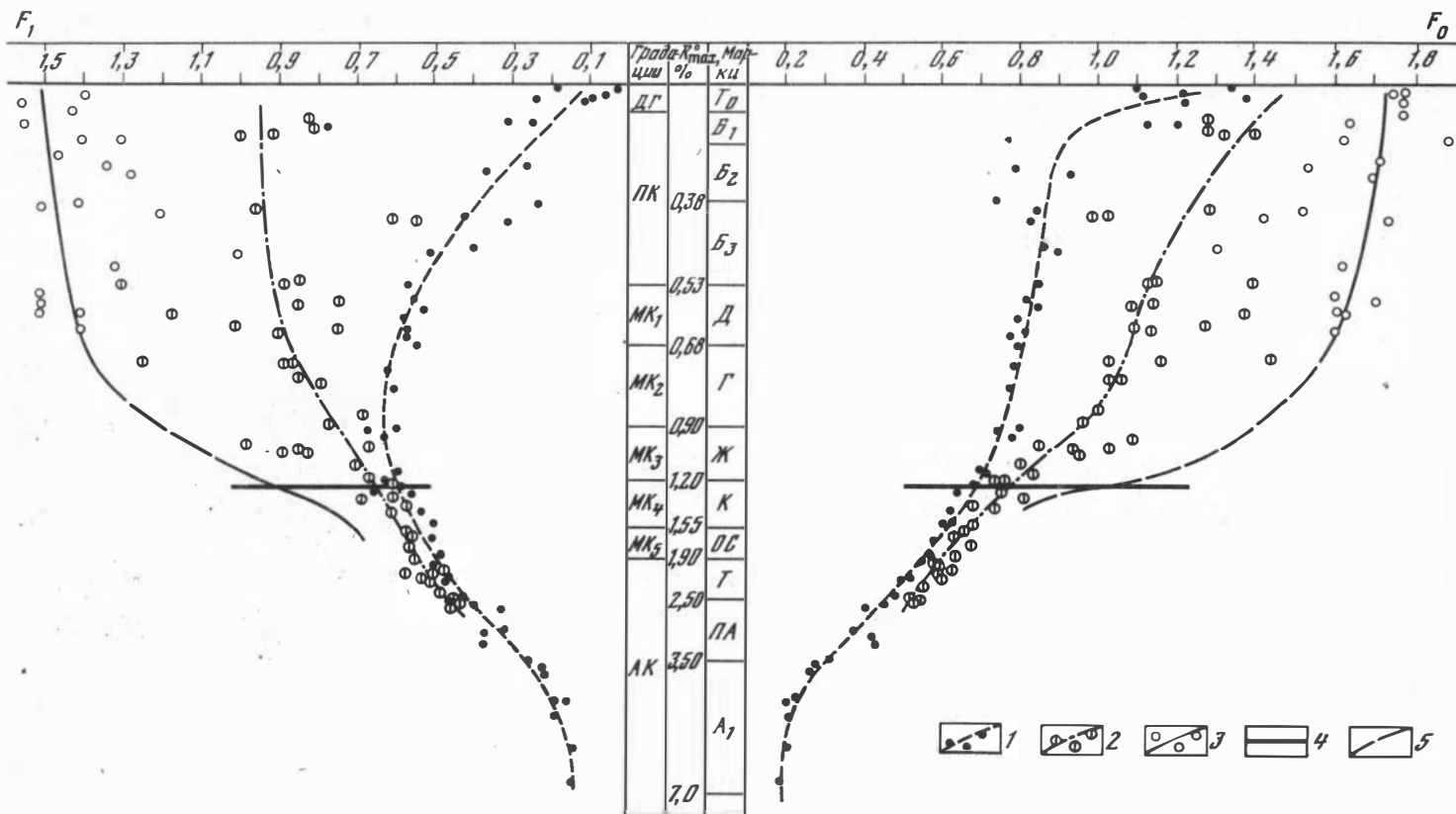


Рис. 5. Изменение коэффициентов  $F_0$  и  $F_1$ , рассчитанных по данным об элементном составе мацералов углей  
 1–3 – кривые, отвечающие: 1 – витриниту ( $СК_{ар}$ ), 2 – лейптиниту ( $СК_{алц}$ ), 3 – альгиниту ( $СК_{алф}$ ); 4 – уровень главного скачка углефикации (завершение ГФН); 5 – предположительный ход кривых

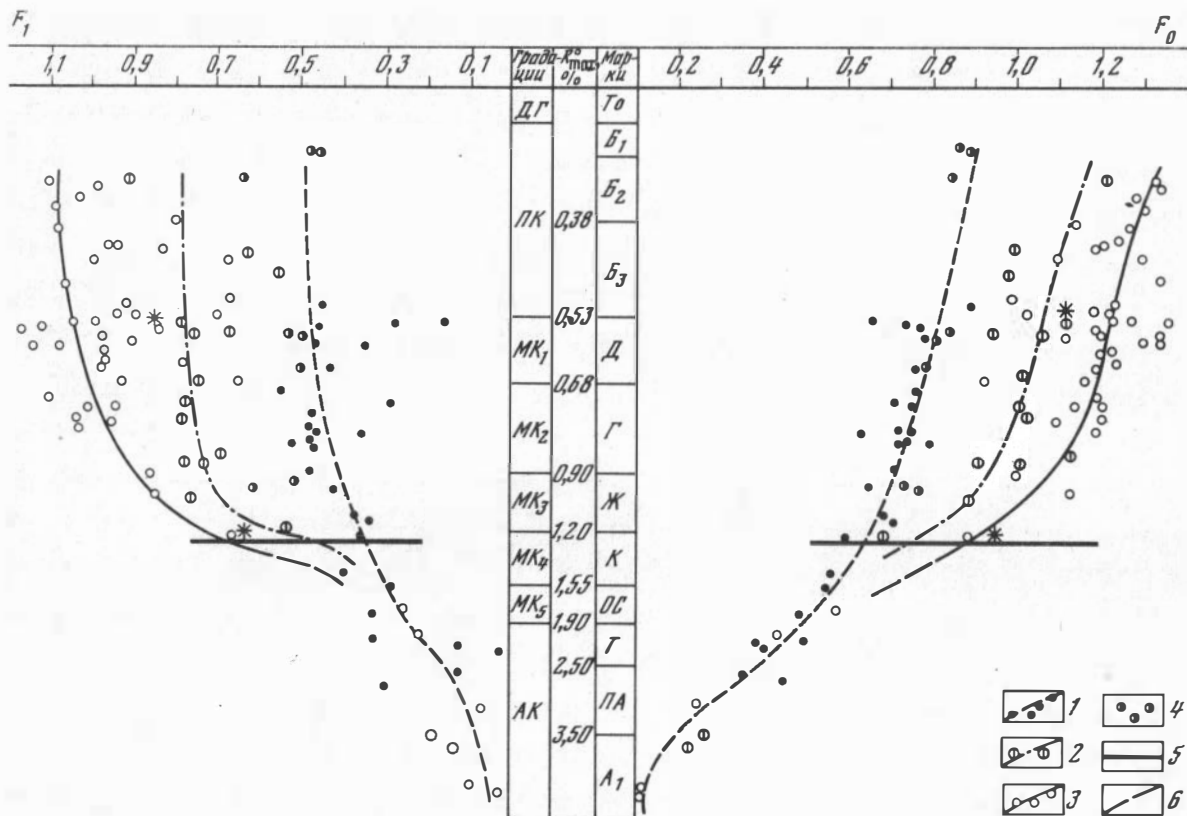


Рис. 6. Уменьшение коэффициентов  $F_0$  и  $F_1$ , рассчитанных по данным об элементном составе РОВ глины и аргиллитов НМ-свит с увеличением степени их катагенетической измененности

1-4 - типы РОВ: 1 - СК<sub>ар</sub>, 2 - СК<sub>ар-ал</sub>, 3 - СК<sub>ал</sub>, 4 - СК<sub>ал-ар</sub>; 5 - уровень главного скачка углефикации (завершение ГФН); 6 - предположительный ход кривых. Звездочками отмечены усредненные данные С.Г. Неручева с соавторами (1976) об элементном составе НМ-вещества в начале и конце ГФН

Т а б л и ц а 1

Ориентировочные оценочные баллы (параметр  $J$ )  $P_{\text{НМ}}^{\text{СК}}$  разного типа на градации ПК<sub>1</sub>

| Альгинит | СК <sub>ал</sub> | Смешанные типы СК в зависимости от доли СК <sub>ар</sub> (%) |    |    |    |    |    | СК <sub>ар</sub> | Лейптинит | Витринит | Фюзинит |
|----------|------------------|--|----|----|----|----|----|------------------|-----------|----------|---------|
|          |                  | 1  | 10 | 30 | 50 | 70 | 90 |                  |           |          |         |
| 10       | 7                | 7  | 6  | 4  | 3  | 2  | 1  | 1                | 5         | 0,5      | 0       |

А.Э. Конторовичем, С.Г. Неручевым, Н.Б. Вассоевичем, Б. Тиссо, Д. Вельте, Дж. Хантом и другими геохимиками. Коэффициенты  $W$ , учитывающие снижение  $P_{\text{НМ}}^{\text{СК}}$  за счет его реализации во время ГФН и позже, приводятся ниже:

| Градация катагенеза               | $W$ | Градация катагенеза               | $W$ |
|-----------------------------------|-----|-----------------------------------|-----|
| ПК <sub>1</sub> – ПК <sub>3</sub> | 1,0 | МК <sub>4</sub> – МК <sub>5</sub> | 0,2 |
| МК <sub>1</sub>                   | 0,8 | АК <sub>1</sub>                   | 0,1 |
| МК <sub>2</sub>                   | 0,5 | АК <sub>2</sub> – АК <sub>3</sub> | 0,0 |
| МК <sub>3</sub>                   | 0,3 |                                   |     |

Естественно, что судить о потенциале конкретного СК можно по произведению оценочного балла (параметр  $J$ ) этого СК на градации ПК<sub>1</sub> (т.е. до начала реализации  $P_{\text{НМ}}$ ) на коэффициент  $W$ , учитывающий степень реализованности  $P_{\text{НМ}}$ . Параметр  $J \times W$  аналогичен критерию  $F_1$ .

Каждый из этих двух основных критериев для относительной оценки  $P_{\text{НМ}}$  имеет свои достоинства и недостатки. Оказалось, что одно из искусственных сочленений обоих параметров, а именно их произведение  $F_k = J \times W \times F_1$  (названное Н.В. Лопатиным комплексным критерием), нередко лучше характеризует  $P_{\text{НМ}}$ , чем каждый из множителей ( $J$ ,  $W$  и  $F_1$ ) в отдельности. Поэтому  $F_k$  был использован на сводной диаграмме. Конечно, баллы и поправки к ним пока сугубо ориентировочны. В дальнейшем их придется корректировать. Однако не приходится сомневаться, что в ближайшем будущем нас ждут большие успехи в определении самого  $P_{\text{НМ}}$ , а не только критериев для его провизорной оценки. И тогда будет уточнено, какое количество реальной нефти можно ожидать от данной балльной единицы.

В предыдущей работе (Вассоевич, Лопатин, 1977) мы воспользовались векторной диаграммой для иллюстрации того, как меняются параметры, по которым можно судить о  $P_{\text{НМ}}^{\text{СК}}$ . На этот раз (рис. 7 см. вкл.) в основу собственно векторной диаграммы положено два параметра: содержание водорода – по оси ординат – и коэффициент  $F_2$ , т.е.  $F_1$ , умноженный на балл  $J$  с поправкой  $W$  на градацию катагенеза (максимум – 10), – по оси абсцисс. На диаграмме использованы данные для ряда глинистых НМ-свит: тоар Парижского бассейна, верхний мел бассейна Дуала (Каме-

рун), тюменская и баженовская свиты Западно-Сибирского мегабассейна, нижнемеловая свита Альберты (Канада), нижнепалеозойские и вендские толщи Сибирской платформы и т.д. Данные об углях взяты из литературы по Донецкому бассейну и из описаний месторождений ФРГ. Чем длиннее вектор, отклоняющийся вправо, и чем меньше угол его наклона от оси абсцисс, тем выше  $P_{HM}^{СК}$ . Вектор, почти параллельный оси ординат или отклоняющийся влево, свидетельствует о ничтожном или почти полностью истощенном  $P_{HM}$ .

К сожалению, мы не располагаем данными о  $P_{HM}$  сапропелитов и альгинитов ниже зоны  $MK_1$ . В зоне же диа- и протокатагенеза их  $P_{HM}^{СК}$  — максимальный для всего класса седикахитов. Мацералы лейптинитовой группы углей, а следовательно, и липтобиолитовые угли относятся к классу седикахитов с таким же богатством  $P_{HM}$ , что и рассеянное ОВ самого "благородного" алинового типа. Очень бедный  $P_{HM}$  отличает  $СК_{ал-ар}$  с баллами 1 и 2; витреновые угли вообще лишены его. Если судить по истощению  $P_{HM}^{СК}$  лейптинитов и  $СК_{ар-ал}$  по мере нарастания катагенеза, то можно заключить, что генерация микронефти практически прекращается на границе  $MK_3/MK_4$ .

В табл. 2 собраны данные о глинистых нефтепроизводивших НМ-отложениях, в основном о тех, которые еще не исчерпали свой  $P_{HM}$ . Приведены значения коэффициентов  $F_0$ ,  $F_1$ ,  $F_{10}$  и  $F_K$ , включены сведения о содержании сохранившихся в НМ-породах битумоидов и входящих в их состав углеводов. Это то, что породы генерировали, но не отдали и что можно условно обозначить как остаточный  $P_{HM}$ .

В качестве примера можно рассмотреть хорошо изученные тоарские черные глины ("бумажные сланцы") Парижского бассейна и мощные нижнемеловые глинистые толщи Западно-Канадского и Камерунского (Дуала) бассейнов.

Богатый по своему  $P_{HM}$  класс седикахитов тоара Парижского бассейна характеризуется в зоне протокатагенеза следующими высокими значениями критериев:  $F_K = 5,57-6,54$ ;  $F_0 = 1,21-1,38$ ;  $F_1 = 0,93-1,09$ ;  $F_{10} = 1,31-1,60$  (см. табл. 3). Обращает на себя внимание высокое содержание в глинах битумоида (ХБ "А"): 43—84 кг/т  $C_{орг}$  в СК, а в их составе УВ от 32 до 52% от ХБ, или 15—43 кг/т  $C_{орг}$  в СК. Эти УВ составляют остаточный  $P_{HM}$ , т.е. незмигрировавшую долю микронефти → нефти, успевшей к тому времени возникнуть за счет реализации части  $P_{HM}$ . В верхней части зоны мезокатагенеза величина остаточного  $P_{HM}$  увеличилась, т.е. и здесь эмиграция еще отстает от генерации микронефти → нефти. К сожалению, данных по этому бассейну для пород на градации  $MK_2$  очень мало, а на градации  $MK_3$  — вообще нет.

Соответствующие сведения имеются для Западно-Канадского и Камерунского бассейнов, но СК в них характеризуются более низким  $P_{HM}$ , так как относятся в основном к арконовому типу и содержат лишь примесь алинового СК со свойственными ему алифатическими и алициклическими молекулярными структурами. Несмотря на это, французские и канадские геохимики (В. Durand e.a., 1976; А. Foscolos e.a., 1976) уверенно относят эти толщи, с которыми связана промышленная нефтенос-

Таблица 2

Коэффициенты, являющиеся критериями оценки  $P_{HM}$ , и данные о содержании неэмигрировавших битумоидов и УВ в мощных глинистых пачках, находящихся в ГЗН и уже генерировавших нефть

| Нефтеносный осадочный бассейн   | Возраст | Градация катагенеза              | Тип СК              | Сорг, % | Критерии оценки |       |          |
|---------------------------------|---------|----------------------------------|---------------------|---------|-----------------|-------|----------|
|                                 |         |                                  |                     |         | $F_0$           | $F_1$ | $F_{10}$ |
| 1                               | 2       | 3                                | 4                   | 5       | 6               | 7     | 8        |
| Парижский                       | $J_1$   | ПК <sub>2</sub>                  | СК <sub>ар-ал</sub> | 10,1    | 1,33            | 1,09  | 1,44     |
| "                               | "       | "                                | "                   | 12,2    | 1,23            | 0,93  | 1,41     |
| "                               | "       | "                                | "                   | 8,9     | 1,33            | 0,98  | 1,60     |
| "                               | "       | "                                | "                   | 8,0     | 1,30            | 1,08  | 1,40     |
| "                               | "       | ПК <sub>3</sub>                  | "                   | 8,5     | 1,28            | 1,02  | 1,41     |
| "                               | "       | "                                | "                   | 7,0     | 1,27            | 1,08  | 1,31     |
| "                               | "       | "                                | "                   | 6,6     | 1,21            | 0,94  | 1,34     |
| "                               | "       | МК <sub>1</sub>                  | "                   | 5,2     | 1,23            | 1,05  | 1,27     |
| "                               | "       | МК <sub>2</sub>                  | "                   | 3,7     | 1,24            | 1,10  | 1,26     |
| "                               | "       | "                                | "                   | 8,2     | 1,10            | 0,96  | 1,13     |
| Западно-Канадский, Салле-Лепайн | $K_1$   | МК <sub>1</sub>                  | СК <sub>ар</sub>    | 1,3     | 0,66            | 0,16  | 0,71     |
| "                               | "       | "                                | СК <sub>ал-ар</sub> | 1,6     | 0,75            | 0,28  | 1,06     |
| "                               | "       | МК <sub>2</sub>                  | "                   | 2,4     | 0,76            | 0,56  | 0,81     |
| "                               | "       | МК <sub>3</sub>                  | СК <sub>ар</sub>    | 1,4     | 0,69            | 0,37  | 0,80     |
| "                               | "       | МК <sub>4</sub>                  | СК <sub>ар</sub>    | 2,0     | 0,55            | 0,24  | 0,64     |
| "                               | "       | МК <sub>2</sub>                  | "                   | 1,7     | 0,71            | 0,34  | 0,67     |
| Западно-Канадский, Бэкинхорс    | $K_1$   | МК <sub>2</sub>                  | "                   | 1,5     | 0,71            | 0,29  | 0,87     |
| "                               | "       | МК <sub>4</sub>                  | "                   | 1,8     | 0,60            | 0,36  | 0,66     |
| "                               | "       | МК <sub>4</sub> /МК <sub>5</sub> | "                   | 2,6     | 0,54            | 0,29  | 0,57     |
| "                               | "       | АК <sub>1</sub>                  | "                   | 0,9     | 0,39            | 0,13  | 0,48     |
| "                               | "       | АК <sub>2</sub>                  | "                   | 2,6     | 0,36            | 0,13  | 0,38     |

ность, к нефтепроизводившим. Это положение находит подтверждение не столько в величине коэффициентов  $F_0$ ,  $F_1$ ,  $F_{10}$ ,  $F_K$ , свидетельствующих скорее о существовании ранее или полном исчерпании породами своего  $P_{HM}$ , сколько о том, что НМ-породы сохранили долю синбитумоидов и входящую в их состав микронепфть (УВ) — остаточный  $P_{HM}$  достаточно велик. Обращает на себя внимание тот факт, что неэмигрировавшая из достигших градации МК<sub>4</sub> НМ-глин доля ХБ и УВ в Западно-Канадском осадочном бассейне достаточно велика. Так, в одном районе выход битумоида (спирто-бензольного экстракта) составил 33 кг/т  $C_{орг}$  (в составе СК), а содержание УВ — 23 кг/т; в другом районе на той же градации МК<sub>4</sub>

| $P_{HM}$ | Неэмигрировавший битумоид и УВ (ост $P_{HM}$ $P_{HM}$ ) |                           |             |                       |             |                | Литературный источник       |                  |
|----------|---|---------------------------|-------------|-----------------------|-------------|----------------|-----------------------------|------------------|
|          | $F_K$   | в сидикахитах, кг/т, Сорг |             | в породе, кг/т породы |             |                |                             |                  |
|          |   | ХБ "А"                    | $\Sigma$ УВ | ХБ "А"                | $\Sigma$ УВ | $\Sigma$ алкан |                             | $\Sigma$ н-алкан |
| 9        | 10  | 11                        | 12          | 13                    | 14          | 15             | 16                          |                  |
| 6,54     | 43  | 15                        | 4,0         | 1,1                   | 0,4         | —              | B. Durand e.a., 1972;       |                  |
| 5,57     | 50  | 19                        | 5,6         | 1,5                   | 0,2         | —              |                             |                  |
| 5,56     | 53  | 17                        | 4,3         | 1,1                   | 0,4         | —              | M. Vandembroucke e.a., 1976 |                  |
| 6,48     | 62  | 24                        | 4,8         | 1,6                   | 0,3         | —              |                             |                  |
| 6,12     | 66  | 30                        | 5,5         | 2,1                   | 1,2         | —              | "                           |                  |
| 6,48     | 73  | 34                        | 4,9         | 2,1                   | 0,7         | —              | "                           |                  |
| 5,64     | 84  | 43                        | 5,4         | 2,7                   | 0,6         | —              | "                           |                  |
| 5,04     | 135   | 73                        | 6,7         | 3,6                   | 1,8         | —              | "                           |                  |
| 3,30     | 195   | 109                       | 7,2         | 4,1                   | 2,0         | —              | "                           |                  |
| 1,44     | 200   | 116                       | 8,2         | 4,5                   | 1,5         | —              | "                           |                  |
| 0,13     | 35*   | 22                        | 0,5         | 0,3                   | 0,16        | 0,02           | A. Foscolos e.a., 1976      |                  |
| 0,45     | 56  | 13                        | 0,9         | 0,2                   | 0,16        | 0,01           | "                           |                  |
| 0,56     | 60  | 17                        | 1,5         | 0,4                   | 0,25        | 0,04           | "                           |                  |
| 0,22     | 51  | 26                        | 0,7         | 0,4                   | 0,23        | 0,03           | "                           |                  |
| 0,04     | 33  | 23                        | 0,7         | 0,4                   | 0,35        | 0,10           | "                           |                  |
| 0,17     | 31  | 12                        | 0,5         | 0,2                   | 0,14        | 0,02           | "                           |                  |
| 0,15     | 71  | 43                        | 1,0         | 0,6                   | 0,4         | 0,03           | "                           |                  |
| 0,10     | 86  | 47                        | 1,5         | 0,8                   | 0,5         | 0,10           | "                           |                  |
| 0,04     | 19  | 11                        | 0,5         | 0,3                   | 0,2         | 0,02           | "                           |                  |
| 0,01     | 10  | 5                         | 0,1         | 0,1                   | 0,03        | 0,0005         | "                           |                  |
| 0,005    | 2   | 1                         | 0,1         | 0,1                   | 0,02        | 0,001          | "                           |                  |

зафиксировано еще больше оставшихся в НМ-породе битумоидов — 86 кг/т, на 55% состоящих из УВ (см. табл. 2).

В бассейне Дуала (Камерун) фиксируется аналогичная картина. Глины из градации МК<sub>4</sub> содержат хлороформенного битумоида почти 100 кг/т, УВ — 65 кг/т. На следующей градации — МК<sub>5</sub> — это содержание для битумоида снижается в 2 раза, а для УВ — на 60%.

Столь высокие для этого класса сидикахитов на градации МК<sub>4</sub> значения остаточного  $P_{HM}$ , по-видимому, объясняются затрудненными условиями эмиграции УВ из мощных глинистых пачек.

Т а б л и ц а 2 (продолжение)

| 1                 | 2                           | 3                                | 4                   | 5   | 6    | 7    | 8    |
|-------------------|-----------------------------|----------------------------------|---------------------|-----|------|------|------|
| Камерун, Дуала    | $K_1$                       | ПК <sub>3</sub>                  | СК <sub>ал-ар</sub> | 1,5 | 0,90 | 0,45 | 1,25 |
| "                 | "                           | МК <sub>2</sub>                  | СК <sub>ар</sub>    | 1,4 | 0,76 | 0,47 | 0,80 |
| "                 | "                           | "                                | "                   | 0,9 | 0,76 | 0,48 | 0,78 |
| "                 | "                           | "                                | СК <sub>ал-ар</sub> | 2,1 | 0,73 | 0,47 | 0,78 |
| "                 | "                           | "                                | "                   | 1,9 | 0,75 | 0,51 | 0,80 |
| "                 | "                           | "                                | "                   | 1,7 | 0,81 | 0,64 | 0,85 |
| "                 | "                           | "                                | "                   | 2,3 | 0,80 | 0,69 | 0,79 |
| "                 | "                           | "                                | "                   | 1,3 | 0,71 | 0,49 | 0,77 |
| "                 | "                           | МК <sub>3</sub>                  | СК <sub>ар</sub>    | 1,3 | 0,65 | 0,42 | 0,63 |
| "                 | "                           | МК <sub>4</sub>                  | "                   | 1,2 | 0,57 | 0,40 | 0,58 |
| "                 | "                           | МК <sub>5</sub>                  | "                   | 1,5 | 0,49 | 0,33 | 0,47 |
| "                 | "                           | АК <sub>1</sub>                  | "                   | 1,3 | 0,50 | 0,32 | 0,46 |
| "                 | "                           | АК <sub>2</sub>                  | "                   | 0,5 | 0,43 | 0,34 | 0,38 |
| Западно-Сибирский | $J_3$                       | ПК <sub>3</sub> /МК <sub>1</sub> | СК <sub>ар-ал</sub> | 5,3 | 1,25 | 0,91 | 1,47 |
| "                 | (баже-<br>новская<br>свита) | "                                | "                   | 6,8 | 1,21 | 0,87 | 1,50 |
| "                 | "                           | МК <sub>1</sub>                  | "                   | 7,7 | 1,15 | 0,84 | 1,36 |
| "                 | "                           | "                                | "                   | 7,8 | 1,14 | 0,82 | 1,34 |
| "                 | "                           | "                                | "                   | 8,5 | 1,21 | 0,92 | 1,35 |
| "                 | "                           | МК <sub>1</sub> /МК <sub>2</sub> | "                   | 9,8 | 1,21 | 0,88 | 1,43 |
| "                 | "                           | МК <sub>2</sub>                  | "                   | 8,8 | 1,21 | 0,87 | 1,44 |
| "                 | "                           | "                                | "                   | 7,3 | 1,23 | 0,93 | 1,42 |
| "                 | "                           | "                                | "                   | 9,6 | 1,12 | 0,88 | 1,20 |
| "                 | "                           | "                                | "                   | 9,3 | 1,08 | 0,79 | 1,24 |
| "                 | "                           | МК <sub>2</sub> /МК <sub>3</sub> | "                   | 9,0 | —    | —    | —    |
| "                 | "                           | "                                | "                   | 7,0 | —    | —    | —    |

Глины Западно-Канадского бассейна экстрагировались смесью бензола и метанола в соотношении 3:2.

В начале апокатагенеза (АК<sub>1</sub>) нефтематеринский потенциал этих глин полностью истощается. В Западно-Канадском бассейне  $F_K$  составляет всего лишь 0,01, а содержание битумоида снижается до 10 кг/т; на градации АК<sub>2</sub> соответственно имеем 0,005 и 2 кг/т. Подобная же картина характеризует и бассейн Дуала.

Приведенные данные лишний раз подтверждают, что, хотя до генерации микроневти → нефти не может быть никакой ее эмиграции, все-таки этот процесс в какой-то мере обладает автономностью. Он зависит от другой категории экологических факторов. Главный этап, главная фаза эмиграции нефти может сильно запоздать по отношению к главной фазе ее генерации и даже вообще не иметь места. Поэтому проблема НМ-отложений и их  $\Pi_{НМ}$  органически связана с проблемой реализации

| 9    | 10  | 11 | 12   | 13  | 14    | 15    | 16               |
|------|-----|----|------|-----|-------|-------|------------------|
| 0,90 | 51  | 16 | 0,7  | 0,2 | 0,02  | 0,002 | B. Durand e.a.,  |
| 0,47 | 49  | 15 | 0,7  | 0,2 | 0,1   | 0,01  | 1976, P. Alb-    |
| 0,48 | 38  | 23 | 0,4  | 0,2 | 0,1   | 0,03  | recht e.a., 1976 |
| 0,70 | 50  | 36 | 1,0  | 0,7 | 0,4   | 0,1   |                  |
| 0,64 | 60  | 39 | 1,2  | 0,7 | 0,2   | 0,1   | "                |
| 0,64 | 88  | 56 | 1,5  | 0,9 | 0,6   | 0,3   | "                |
| 0,62 | 86  | 60 | 2,0  | 1,4 | 0,9   | 0,2   | "                |
| 0,50 | 100 | 71 | 1,3  | 0,9 | 0,6   | 0,1   | "                |
| 0,21 | 81  | 58 | 1,0  | 0,7 | 0,5   | 0,2   | "                |
| 0,12 | 98  | 65 | 1,2  | 0,8 | 0,4   | 0,2   | "                |
| 0,09 | 46  | 27 | 0,7  | 0,4 | 0,1   | 0,05  | "                |
| 0,03 | 7   | —  | 0,2  | —   | <0,01 | 0,002 | "                |
| 0,01 | 18  | —  | 0,1  | —   | <0,01 | 0,002 | "                |
| 5,46 | 31  | 20 | 1,6  | 1,1 | —     | —     | С.Г. Неручев,    |
| 5,22 | 40  | 21 | 2,7  | 1,4 | —     | —     | Е.А. Рогозина,   |
|      |     |    |      |     |       |       | И.А. Зеличенко,  |
|      |     |    |      |     |       |       | П.А. Трушков,    |
| 4,03 | 49  | 25 | 3,8  | 1,9 | —     | —     | 1978             |
| 3,93 | 52  | 27 | 4,0  | 2,1 | —     | —     | "                |
| 4,41 | 73  | 42 | 6,2  | 3,6 | —     | —     | "                |
| 4,22 | 77  | 43 | 7,5  | 4,2 | —     | —     | "                |
| 2,61 | 85  | 49 | 7,5  | 4,3 | —     | —     | "                |
| 2,79 | 81  | 43 | 5,9  | 3,1 | —     | —     | "                |
| 2,64 | 88  | 42 | 8,5  | 4,0 | —     | —     | "                |
| 2,37 | 107 | 60 | 10,0 | 5,6 | —     | —     | "                |
| —    | 123 | 60 | 11,0 | 5,4 | —     | —     | "                |
| —    | 121 | 52 | 8,5  | 3,6 | —     | —     | "                |

последнего как в отношении образования микронепти —> нефти, так и в отношении возможности обособления нефти и образования скоплений или в смежных коллекторах, или в самой НМ-породе, если она в процессе катагенеза приобретает необходимые пористость и проницаемость.

Можно не сомневаться, что ретроспективный комплексный историко-генетический геолого-геохимический метод исследований НМ-отложений и оценка их  $P_{НМ}$  при системном подходе к ним и к осадочно-породному бассейну, являющемуся наибольшим в иерархическом ряду из подлежащих изучению основных целостных систем, обеспечит получение той информации, которая так нужна геологам-разведчикам для открытия с минимальной затратой средств новых залежей месторождений нефти.

## ABSTRACT

The identification and estimation of petroleum generating potential ( $P_{pg}$ ) of sediments is one of the urgent problems the decision of which is of great practical importance. It has been broadly discussed recently in Soviet and foreign publications.

A comprehensive study of any problem is now impossible without system analysis of the objects from the point of view of their integrity, intrinsic hierarchy, structure, interrelations with surroundings and so on. The process of the realization of petroleum generating potential in the system "sedimentary-rock basin" is considered at various levels of the system decomposition.

Petroleum generating potential is characterized by a set of quantitative criteria which reflect the scale of possible microoil generation by organic matter ( $P_{pg}^{om}$ ) and petroleum source rock ( $P_{pg}^{rock}$ ). It is determined by the type and amount of organic matter in source sediments as well as the degree of their catagenetic transformation.  $P_{pg}$  is a summary estimate of two processes — microoil generation and its emigration leading to the formation of the proper oil in pools. On the basis of many data on elemental composition of kerogens and coals, 11 criteria of the  $P_{pg}$  estimation have been calculated. The criterion  $F_1 = H - 2 \sum (O + N + S) / C$  (at.) has been widely used.

$P_{pg}$  of various types of organic matter was conditionally estimated by following numbers ( $J$ ): fusinite — 0; vitrinite — 0,5; exinite — 5; alginite — 10; dispersed OM:  $OM_{ar}$  — 1,  $OM_{al}$  — 7; in DOM of mixed nature, when  $OM_{ar}$  is 70–90% — 2, 50–70% — 3, 30–50% — 4, 10–30% — 6.

The second correction index ( $W$ ) reflects the decrease of petroleum generating potential during its realization by increasing of catagenesis.

Its value for different zones is: protocatagenesis:  $PC_1$ – $PC_3$  — 1; mesocatagenesis:  $MC_1$  — 0,8;  $MC_2$  — 0,5;  $MC_3$  — 0,3;  $MC_4$ – $MC_5$  — 0,15; apocatagenesis;  $AC_1$  — 0,05.

Each of these two conventional criteria for relative estimation of  $P_{pg}$  has its own advantages and limitations. It has been found, that one of the artificial combinations of both parameters, namely their product  $J \times W \times F_1 = F_c$  (named as a complex criterion by N.V. Lopatin), often better characterizes  $P_{pg}$  than each of the factors ( $J$ ,  $W$ ,  $F_1$ ) separately. In the zone of protocatagenesis, sapropelic coals and alginitic oil shales have the highest  $P_{pg}$ . Liptobio lithic coals have a high  $P_{pg}$  similar to the  $P_{pg}$  of the DOM of mixed type. The exhaustion of the petroleum generating potential of exinitic macerals of coals and DOM occurs in the first half of the  $MC_4$ , i.e. in the zone of the main coalification break. The lower threshold of the efficiency of sedimentary organic matter still capable of generating an appreciable amount of microoil is close to  $F_c = 1$ .

The concept of "petroleum generating potential" can be subdivided into subconcepts of initial maximum potential ( ${}^{in}P_{pg}^{om}$ ), residual potential ( ${}^{res}P_{pg}^{om}$ ) remaining at some of other step of catagenesis, partial  $P_{pg}$ , corresponding to that portion of the potential which can be realized

between certain gradations of catagenesis,  $P_{pg}^{om}$  for different types of OM and different groups of macerals in it and so on.

Several examples of the  $P_{pg}$  estimation in the classical petroleum source formations: the Bazhenovskaja formation of the West Siberian megabasin, the Lower Cretaceous shales of the Douala and West Canadian Basins and the Toarcien of the Paris Basin — have been considered.

## ЛИТЕРАТУРА

- Акрамходжаев А.М.* Органическое вещество — основной источник нефти и газа. Ташкент: Фан, 1973. 204 с.
- Акрамходжаев А.М.* Генетический потенциал продуктивности нефтегазоматеринских пород и его реализация. — В кн.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978, с. 76—88.
- Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Карнюшина Е.Е.* Нефтематеринский потенциал кремнистых образований. — В кн.: Тезисы докладов семинара "Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала седиментитов". М.: Изд-во МГУ, 1979, с. 48—49.
- Вассович Н.С.* О происхождении нефти. — Тр. ВНИГРИ. Нов. сер. 1955а, вып. 83, с. 9—98.
- Вассович Н.Б.* Стадии развития нефтематеринских отложений терригенного типа. — В кн.: Происхождение нефти. М.: Гостоптехиздат, 1955б, с. 323—336.
- Вассович Н.Б., Лейфман И.Е.* Об оценке нефтематеринского потенциала. — ДАН СССР, 1977, т. 234, № 4, с. 884—887.
- Вассович Н.Б., Лопатин Н.В.* К вопросу о нефтематеринском потенциале седиментитов органического вещества осадочных пород. — В кн.: Условия образования нефти и газа в осадочных бассейнах. М.: Наука, 1977, с. 9—29.
- Даали М.Ф.* Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. — Тр. ВНИГРИ, 1963, вып. 211, с. 378.
- Ивлев А.А.* Развитие метода балансовых расчетов количества эмигрирующих компонентов при преобразовании РОВ на стадиях катагенеза. — В кн.: Тезисы докладов семинара "Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала седиментитов". М.: Изд-во МГУ, 1979, с. 63—64.
- Карцев А.А.* Основы геохимии нефти и газа. М.: Недра, 1978. 276 с.
- Конторович А.Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Наука, 1976. 248 с.
- Конторович А.Э., Трофимук А.А.* Литогенез и нефтегазообразование. — В кн.: Горючие ископаемые: Междунар. геол. конгр., 25-я сессия. Докл. сов. геол. М.: Наука, 1976, с. 19—36.
- Лопатин Н.В.* Нефтеобразование в процессе литогенеза в свете системного подхода. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1977, № 3, с. 113—121.
- Лопатин Н.В.* О началах системного подхода к анализу образования нефти в условиях осадочно-породного бассейна. — В кн.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978а, с. 43—64.
- Лопатин Н.В.* Нефтематеринское органическое вещество на стадии возникновения. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1978б, № 8, с. 122—127.
- Лопатин Н.В.* Нефтематеринский потенциал рассеянного органического вещества и твердых горючих ископаемых и его реализация в катагенезе. — В кн.: Тезисы докладов семинара "Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала седиментитов". М.: Изд-во МГУ, 1979, с. 37—39.
- Марьянко Ю.И.* Нефтегазоносность карбонатных пород. М.: Недра, 1978. 240 с.
- 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. — ДАН СССР, 1965, т. 162, № 4, с. 913—914.

- Рогозина Е.А., Неручев С.Г., Успенский В.А. Э месте и условиях проявления главной фазы газообразования в процессе погружения осадков. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1974, № 9, с. 124—132.
- Среднекаспийский нефтегазоносный бассейн /Л.А. Польштер, Ю.А. Висковский, А.И. Левин, Д.В. Несмеянов. Л.: Недра, 1972. 240 с.
- Albrecht P., Vandenbroucke M., Mandengue M. Geochemical studies on the organic matter from the Douala Basin (Cameroon). I. Evolution of the extractable organic matter and the formation of petroleum. — *Geochim. et Cosmochim. Acta*, 1976, vol. 40, N 7, p. 791—801.
- Bailey N., Evans C., Milner C. Applying petroleum geochemistry to search for oil: Examples from Western Canada basin. — *AAPGB*, 1974, vol. 58, N 11, p. 2284—2294.
- Barker C. Pyrolysis Techniques for source-rock evaluation. — *AAPGB*, 1974, vol. 58, N 11, p. 2349—2361.
- Brooks I., Thusu B. Oil-source rock identification and characterization of the Jurassic sediments in the northern North Sea. — *Chem. Geol.*, 1977, vol. 20, N 4, p. 283—294.
- Bujak J.P., Barss M.S., Williams G.L. Organic type and color and hydrocarbon potential. — *Oil and Gas J.*, 1977, vol. 75, N 15, 96—98, 100.
- Durand B., Espitalié J. Geochemical Studies on the organic matter from the Douala basin (Cameroon). II. Evolution of kerogen. — *Geochim. et Cosmochim. Acta.*, 1976, vol. 40, N 7, p. 801—809.
- Durand B., Espitalié J., Nicaise G., Kombaz A. Etude de la matière organique insoluble (kérogène) des argiles du toarcién du bassin de Paris. — *Rev. inst. franc. pétrole*, 1972, vol. XXVII, N 6, p. 865—884.
- Foscolos A.E., Powell T.G., Gunther P.R. The use clay minerals and inorganic and organic geochemical indicators for evaluating the degree of diagenesis and oil generating potential of shales. — *Geochim. et Cosmochim. Acta*, 1976, vol. 40, N 8, p. 953—967.
- Gunther P.R. A study employing optical methods to evaluate organic metamorphism and oil-generating potential of sediments in the Mackenzie Delta area. District of Mackenzie. — *Pap. Geol. Surv. Canada*, 1976, N 1C, p. 143—152.
- Hood A., Castaño I.R., Kendrick I.W. Petroleum-generating potential and thermal history of DSDP Leg 38 sediments. — In: *Initial Repts Deep-Sea Drilling Project*. Washington, D.C., 1976, vol. 38, p. 801—803.
- Hunt J. *Petroleum Geochemistry and Geology*. San Francisco, 1979, p. 617.
- Joung A., Mc Iver R. Distribution of hydrocarbons between oils and associated fine-grained sedimentary rocks. II. Physical chemistry applied to petroleum geology. — *AAPGB*, 1977, vol. 61, N 9, p. 1407—1430.
- Pusey W.C. III. How to evaluate potential gas and oil source rocks. — *World Oil*, 1973, Apr., N 4, p. 71—75.
- Saxby I.D. Oil-generating potential of organic matter in sediments under natural condition. — *J. Geochem. Explor.*, 1977, N 7, p. 373—382.
- Teichmüller M., Ottenjann K. Liptinite und lipoide Stoffe in einem Erdölmuttergestein. Art und Diagenese von Liptiniten und lipoiden Stoffen in einem Erdölmuttergestein auf Grund fluoreszenzmikroskopischer Untersuchungen. — *Erdöl und Kohle Erdgas—Petrochem. ver. Brennstoffchem.*, 1977, Bd. 30, N 9, S. 387—398.
- Tissot B., Welte D. *Petroleum Formation and Occurrence*. Berlin: Springer-Verl., 1978, p. 529.
- Tissot B., Deroo G., Espitalié J. Etude comparée de l'époque de formation et d'expulsion du pétrole dans Diverses Provinces Géologiques. — 9th World Petrol. Congr. London, 1975, vol. 2, p. 159—170.
- Vandenbroucke M., Albrecht P., Durand B. Geochemical studies on the organic matter from the Douala Basin (Cameroon). — III. Comparison with the Early Toarcién shales. Paris Basin, France. — *Geochim. et cosmochim. acta*, 1976, vol. 40, N 10, pp. 1241—1250.

Е.В. СТАДНИК

## ЗОНАЛЬНОСТЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

В пластовых системах нефтегазоносных бассейнов (НГБ) природные газы рассеяны в породах, растворены в подземных водах и сконцентрированы в залежах. В настоящее время, несмотря на значительные объемы исследований природных газов, комплексных работ, рассматривающих особенности всех газов пластовых систем НГБ, не имеется. Недостаточно разработанными являются вопросы генезиса газов, первичной и вторичной миграции, формирования и зональности размещения залежей УВ. Остается слабо освещенным комплекс газогеохимических критериев, а также комплекс вопросов нефтегазообразования, нефтегазонакопления, подсчета прогнозных запасов УВ, раздельной оценки нефтегазоносности крупных территорий и локальных структур. Нами сделана попытка рассмотреть эти вопросы на примере осадочных бассейнов Русской платформы. С этой целью в статистическую обработку было вовлечено более 1000 анализов газов, рассеянных в породах, свыше 6000 анализов газов, растворенных в подземных водах, и около 8000 анализов свободных и попутных газов.

### Распределение природных газов

*Рассеянные газы.* Среди рассеянных газов условно выделяются три категории, которые поддаются изучению современными способами дегазации: первая категория — газы открытых пор, вторая — газы закрытых (замкнутых) поровых пространств, третья — газы, прочно связанные с породой.

Термовакuumным способом извлекаются главным образом газы открытых поровых пространств, именуемые часто как "сорбированные газы". Качественная и количественная характеристики сорбированных газов зависят от типа пород и их влажности, характера органического вещества (ОВ), давления, температуры и т.п. Теоретическими и экспериментальными исследованиями З.И. Козловцевой, И.С. Старобинца и других показано, что для гидрофильных пород вода существенно подавляет адсорбцию УВ на поверхности. Так, при увлажнении породы до 10% и более происходит процесс преимущественного растворения газа в воде.

Газы закрытых пор извлекаются методами механического разрушения породы. Эти газы в большей степени связаны с породой. Они заключены в порах, капиллярах и микротрещинах, слабо или совсем не сообщающихся между собой. Характеристика газов закрытых пор зависит от параметров закрытой пористости, особенностей литологического состава пород и ОВ.

Газы, прочно связанные с породой, выделяются химическими методами путем разрушения ее кислотами. Особенности этих газов зависят от целого ряда факторов, в том числе и от содержания в породе карбонатов.

Рассеянные газы представляют собой газовый фон осадочных пород. Существующие методы отбора керн в скважинах не позволяют изучить суммарную газонасыщенность фона, так как при обычном подъеме керн на поверхность значительная часть газов теряется. Наименьшим изменениям подвергаются газы, заключенные в закрытых порах и прочно связанные с породой. Эти газы в известном приближении отражают особенности газового поля рассеянных газов пород. Однако, как показали исследования И.С. Старобинца и других (1976), газ, извлекаемый химическим путем, оказывается эффективным лишь для пород, обогащенных карбонатными включениями. В связи с этим в качестве одного из показателей характеристики рассеянных газов следует принимать газы закрытых пор, извлекаемые методами механического разрушения породы.

В составе газов пород Русской платформы установлены те же компоненты, что и в газах подземных вод и УВ залежей. Это предельные УВ от метана до гексана, непредельные УВ до бутилена, изо- и нормальные формы бутана и пентана, двуокись углерода, азот, инертные газы, водород. Состав газов изменяется от углекислого и азотно-углекислого до углекисло-азотного и азотного. Такого же состава газы встречены в породах Иркутского амфитеатра (В.В. Самсонов, 1969; и др.). Газы азотно-углеводородного состава с повышенными (до 50–70%) концентрациями тяжелых углеводородов (ТУ) выделены Е.А. Рогозиной (1964) из отдельных образцов марьяновской и тюменской свит Западной Сибири, которые в значительной степени обогащены ОВ и относятся к типично нефтематеринским.

Газы углекислого и азотно-углекислого состава развиты в верхних и окраинных частях бассейнов. Вниз по разрезу и в сторону погруженных областей газы приобретают углекисло-азотный и азотный состав. Так, в верхних частях восточной половины Прикаспийской впадины в породах мелового возраста встречены газы азотно-углекислого состава, которые вниз к отложениям подсолевого палеозоя сменяются на углекисло-азотные и азотные. Подобные закономерности отмечаются также для разрезов других бассейнов (Стадник, 1977). Площадную зональность можно проследить на территории Тимано-Печорского НГБ, где от Тимана к погруженным частям Печорской впадины состав газа изменяется от углекисло-азотного до азотного. В ряде случаев повышение в составе газов углекислоты прослеживается в карбонатных толщах.

Общая газонасыщенность пород варьируется от первых десятков кубических сантиметров на килограмм до 100–150 см<sup>3</sup>/кг породы и более. Причем если азот и в редких случаях углекислый газ исчисляются десятками кубических сантиметров на килограмм, а водород достигает 1–2 см<sup>3</sup>/кг, то УВ содержатся от следов до десятых долей и редко целых кубических сантиметров на килограмм породы. Газонасыщенность обычно возрастает с глубиной залегания отложений. В этом же направлении растет содержание азота и уменьшается количество углекислого газа.

Содержание УВ в газах существенно различно в разрезах продуктивных и "пустых" площадей. На фоновых участках наблюдается увеличение метана и его гомологов по мере возрастания глубины залегания пород и при движении от окраины бассейна к погруженным зонам. Причем резкий

их рост, особенно ТУ, наблюдается на глубинах более 3000 м в газах под-солевого палеозоя в восточной части Прикаспийской впадины (ОВ на стадии МК<sub>2</sub>), девонских отложений Припятско-Днепровско-Донецкого НГБ (МК<sub>1</sub>-МК<sub>2</sub>) и вендского комплекса центральных районов Московской синеклизы (МК<sub>2</sub>-МК<sub>3</sub>). Именно в указанных интервалах стадий катагенеза развиты наиболее "жирные" газы, что расценивается как проявление главной фазы нефтеобразования (ГФН). Часто эти газы по соотношению углеводородных компонентов близки к газам нефтяных месторождений. "Сухие" газы обычно характерны для верхних и окраинных частей бассейнов, где отмечается невысокая степень катагенеза ОВ пород (не выше ПК). В разрезах фоновых скважин при условии идентичности залегания пород насыщенность углеводородными газами снижается в ряду аргиллиты—глины—песчаники. Отмечается зависимость количества УВ от содержания ОВ в породах. Коэффициент корреляции между УВ и C<sub>орг</sub> колеблется в пределах 0,7—0,9. Намечается взаимосвязь между предельными и соответствующими непредельными УВ, а также суммы непредельных УВ и C<sub>орг</sub> в породах. Указанное может служить доказательством того, что непредельные УВ образуются одновременно с предельными из рассеянного ОВ, но в заметно меньших количествах.

В разрезах над месторождениями и в разрезах приконтурных скважин содержания УВ в рассеянных газах резко возрастают, иногда на 2—3 порядка и более. Установлено, что с приближением к залежи нефти и газа количества метана и ТУ увеличиваются, достигая максимума вблизи залежи. Указанные закономерности изучены в разрезах Гнединцевского и Вишанского месторождений в Припятско-Днепровско-Донецком НГБ, Кенкиякского и Кара-Тюбинского месторождений в восточной части Прикаспийской впадины. В зоне влияния залежи связь УВ с ОВ пород и литологическими особенностями обычно нарушается. В рассеянных газах продуктивных площадей, как правило, прослеживается уменьшение количества азота и углекислоты, а в ряде случаев и гелия, что, видимо, связано с "промытием" разреза мигрирующими от залежи углеводородными газами. Таким образом, появление в разновозрастных, литологически однородных породах углеводородных газов (метана, ТУ и непредельных УВ) в количествах, превышающих фоновые, следует считать прямым показателем нефтегазоносности недр. Дополнительным признаком является уменьшение величины  $iC_4H_{10}/nC_4H_{10}(K_4)$ , а также нарушение закономерного возрастания содержания углеводородных газов в ряду песчаники—глины—аргиллиты. Косвенным показателем является понижение относительно фона содержания азота, углекислого газа и, возможно, гелия.

Гелий в рассеянных газах на фоновых участках повсеместно увеличивается с глубиной залегания и возрастом отложений. Для разновозрастных пород намечается зависимость содержания гелия от литологии; его больше в аргиллитах и глинах и меньше в песчаниках и известняках, что свидетельствует о преимущественной его сингенетичности. Данные по изотопному составу аргона в рассеянных газах восточной части Прикаспийской и Московской впадин отражают закономерное возрастание его радиогенной составляющей вниз по разрезу и с возрастом пород. Так, среднее

содержание избыточного радиогенного аргона в нижнемеловых отложениях Прикаспийской впадины равняется 20%; ниже, в газах перми, его величина увеличивается до 30% и, наконец, в карбоне превышает 35%.

Особенности газонасыщения пород совместно с данными по газам подземных вод позволяют в разрезе бассейна наметить нефтегазоносные отложения. Нефтеносные толщи отличаются резко повышенными содержаниями ТУ в газах пород и вод, а в составе ТУ преобладают бутан и пентан. Для газоносных толщ характерна высокая газонасыщенность пород и вод метаном; ТУ в составе газов практически отсутствуют. Результаты изучения газов дали основание выделить в разряд нефтеносных погруженные на глубины более 3000 м терригенные породы венда Московской и Мезенской впадин, отложения подсолевого палеозоя восточной части Прикаспийской впадины, терригенного девона Урало-Волжского и Тимано-Печорского НГБ, девонские отложения Припятско-Днепровско-Донецкого бассейна, в которых отмечены повышенные содержания ТУ и которые по соотношению углеводородных компонентов приближаются к составу попутных газов нефтяных месторождений. Неоген-палеогеновая толща Прикаспийской впадины и эоценовая толща Северного Устьярта, воды и породы которых отличаются регионально высокой насыщенностью сухими метановыми газами, относятся к категории газоносных. Нефтеносные и газоносные толщи отличаются также по составу растворенного в водах ОВ. Для первых характерны повышенные содержания в водах бензола, толуола, аммония, фосфора и органического азота; для вторых отмечены высокие количества нафтеновых кислот и йода.

*Газы подземных вод.* Характерной особенностью подземной гидросферы осадочных бассейнов является повсеместная насыщенность газами, проявляемая в зональном распределении газовой составляющей в региональном плане и в вертикальном разрезе (Зорькин, 1973; Корценштейн, 1963; Стадник, 1978; и др.). Слабогазонасыщенные воды с азотным составом газов отмечены в окраинных частях Урало-Волжского НГБ и ДДВ, в разрезе почти всей осадочной толщи Прибалтийского и Среднерусского бассейнов, а также большей части территории Припятской впадины. В зоне развития газов азотного состава ТУ, как правило, отсутствуют. Увеличение углеводородной составляющей в общем случае прослеживается в направлении внутренних районов бассейнов и вниз по разрезу. Нарастание УВ происходит в сторону наиболее погруженных частей Балтийской, Львовской, Московской, Прикаспийской впадин и Предуральского прогиба. Состав газа при этом изменяется от азотного через метаново-азотный и азотно-метановый до метанового. Зона метановых газов наибольшее распространение имеет во внутренних районах ДДВ, Тимано-Печорского и Урало-Волжского НГБ. В Среднерусском бассейне эта зона предполагается в Мезенской впадине и на глубинах более 3000 м в Московской впадине. Вместе с изменением типа газов от азотного к метановому прослеживается увеличение содержания ТУ, причем характер их возрастания для разных бассейнов различен. Так, в Урало-Волжском НГБ резкое нарастание ТУ для вод терригенного девона отмечается в среднем с глубины 1500 м, а для каменноугольных комплексов "перелом" в увеличении ТУ устанавливается обычно на больших глубинах (Зорькин, Стадник, 1975)

Эта закономерность резкого увеличения содержаний ТУ в древних толщах на меньших глубинах по сравнению с водоносными комплексами более молодых отложений характерна для всех НГБ Русской платформы. Резкое возрастание ТУ в составе воднорастворенных газов следует расценивать как начальную стадию ГФН, которая для различных районов платформы наступает на разных глубинах. Уменьшение количества ТУ обычно наблюдается в подземных водах нижних частей разреза, залегающих на глубинах более 3000–4000 м, которые соответствуют нижней высоко-температурной газовой зоне.

Углекислота в газах не превышает 2–5%. Исключение составляют воды Припятского прогиба, Среднерусского и Прибалтийского бассейнов, где в ряде случаев обнаружены повышенные концентрации кислых компонентов. Нередко в водах неглубокого залегания (до 300–500 м) встречается кислород, содержание которого достигает 5% и более.

Количество газов в водах изменяется от первых десятков кубических сантиметров на литр до 1000–1200 см<sup>3</sup>/л и более. Развитие максимально газонасыщенных вод совпадает с зоной метановых газов северо-западного обрамления Прикаспийской впадины и юго-восточной части ДДВ. Воды Припятского прогиба, окраинных частей Урало-Волжского, Прибалтийского и большей части Среднерусского бассейнов характеризуются минимальной газонасыщенностью (менее 50 см<sup>3</sup>/л) и совпадают с зоной развития азотных газов. Газонасыщенность вод увеличивается от окраин бассейнов к их внутренним частям, а также с ростом глубины и с возрастом отложений. В этом же направлении происходит смена состава газов от азотного к метановому. К погруженным внутренним районам бассейнов и вниз по разрезу прослеживается рост упругости газов от 0,1–0,5 до 30–40 МПа и более.

Подземные воды в пределах большей части территории платформы недонасыщены газами. Величина коэффициента насыщения вод газами ( $P_r/P_B$ ) изменяется от сотых долей единицы до 0,96–1,0 и более. В зону с  $P_r/P_B = 0,1–0,2$  попадают воды окраинных частей Урало-Волжского, Тимано-Печорского и Прибалтийского НГБ, большей части Среднерусского бассейна и Припятской впадины. Нарастание  $P_r/P_B$  прослеживается к погруженным зонам ДДВ (до 0,95 и более), Московской (до 0,2 и более), Печорской (до 0,6–0,8 и более) и Балтийской (до 0,2 и более) впадин. Резкое увеличение  $P_r/P_B$  наблюдается в направлении к Предуральскому и Предкарпатскому прогибам и к бортовому уступу Прикаспийской впадины. Воды, предельно насыщенные УВ ( $P_r/P_B = 1$ ), по различным водоносным комплексам палеозойских отложений встречены в погруженных юго-восточных частях ДДВ, прибортовых участках Прикаспийской впадины и в недрах Предуральского прогиба. Предельное насыщение вод газами, свидетельствующее об интенсивном газообразовании здесь и в настоящее время, отмечено также в водах верхних частей разреза Прикаспийской впадины – в неогеновых и палеогеновых отложениях. Таким образом, предельная газонасыщенность вод характерна для молодых водоносных комплексов, залегающих на глубинах до 600–800 м, и для древних палеозойских толщ с глубинами залегания 3500–4000 м и более.

По особенностям изменения гелия и гелий-аргонового отношения с учетом изотопного состава аргона в разрезе пластовой системы территории Русской платформы выделены два разновозрастных этажа. Первый, охватывающий горизонты бавлинских отложений и терригенного девона Урало-Волжского НГБ, подсолевого палеозоя Прикаспийской впадины, терригенного девона Тимано-Печорского НГБ, девонско-каменноугольно-нижнепермских отложений ДДВ и архейско-нижнекембрийского комплекса Среднерусского бассейна, содержит воды, возраст которых сопоставим с возрастом вмещающих пород. Подземные воды этой части разреза находятся в условиях крайне затрудненного водообмена. Второй, верхний, этаж насыщен водами, возраст которых значительно моложе возраста вмещающих отложений. "Омоложденные" воды прослеживаются в окраинных зонах бассейнов и верхних частях разреза (Стадник, 1978).

Региональные изменения газов подземных вод, как это предполагалось и ранее (В.П. Савченко, В.Н. Корценштейн, Л.М. Зорькин, Е.В. Стадник и др.), могут быть обусловлены лишь регионально распространенным источником, каковым является рассеянное ОВ осадочных пород. Региональное насыщение вод углеводородными газами определяется региональными процессами газо- и нефтегазообразования, протекающими как во внутриплатформенных впадинах, так и в недрах Прикаспийской впадины, Предуральского и Предкарпатского прогибов. Интенсивность этих процессов увеличивается в направлении погруженных участков впадин и прогибов, где существуют наиболее жесткие термодинамические условия. Вполне естественно, что не все впадины и прогибы равноценны по степени интенсивности процессов нефтегазообразования. Это зависит не только от качества и количества ОВ в породах, но также и от тех сложных геолого-гидрогеологических условий, которые существуют в недрах бассейна в течение всего геологического времени.

Характер газонасыщения подземных вод резко изменяется в зонах нефтегазонакопления и вблизи нефтегазовых залежей. В условиях гидрогеохимической (газгеохимической) обстановки смещенного фазового равновесия, характеризующейся преобладанием миграции УВ из залежей, существование залежей нефти и газа можно представить в виде "полюсов" максимального газонасыщения, "растворяющихся" в водонасыщенной системе. С приближением к залежам в составе растворенных газов возрастают концентрации УВ при уменьшении азота, увеличиваются газонасыщенность вод, упругость газов и коэффициент насыщения  $P_r/P_B$ . В условиях предельного насыщения вод газами (обстановка формирования залежей) в приконтурных частях залежей состав газов вод не меняется. Отмечается некоторое уменьшение газонасыщенности вод, упругости газов и коэффициента  $P_r/P_B$ . Это объясняется дегазацией подземных вод в зоне влияния залежей.

Характер рассеивания газов — из залежей и наоборот — определяется в значительной мере динамикой вод, что прослеживается в смещении зоны взаимодействия залежей в направлении движения подземных вод (лобовой и тыловой эффект или эффект Савченко). Особенности проявления эффекта различны в разных газгеохимических обстановках. В условиях смещенного фазового равновесия

эффект Савченко в общем случае проявляется в увеличении содержания метана, ТУ и соответственно их парциальной газонасыщенности и упругости, количества в водах бензола, толуола, аммония, фосфора и в уменьшении аргона в газах и сульфатности вод в тыловой части залежи по сравнению с лобовой. Четкость эффекта в обстановке смещенного фазового равновесия зависит от соотношения скоростей движения вод и диффузии газов из залежей (В.П. Савченко и др., 1974). В обстановке предельного насыщения проявление эффекта отличается тем, что тыловые части залежей оказываются обедненными углеводородными компонентами по сравнению с лобовыми. Четкость эффекта зависит от степени насыщенности вод газами (Савченко, Стадник, Яковлев, 1974).

*Попутные и свободные газы.* Эти газы отдельных нефтегазоносных районов и даже целых НГБ Русской платформы рассматривались неоднократно. Однако обобщающие исследования для всей территории платформы впервые выполнены недавно (Е.В. Стадник, 1976). Наиболее общие закономерности в изменении попутных и свободных газов сводятся к следующему.

В пределах одноименных комплексов в сторону их погружения по площади бассейнов установлена тенденция возрастания в попутных и свободных газах ТУ при уменьшении азота и кислых газов. Такая зональность прослеживается в сторону Прикаспийской впадины, Предуральского прогиба и внутриплатформенных впадин. Вместе с изменением состава газов от азотного через углеводородно-азотный и азотно-углеводородный к углеводородному по мере продвижения от периферии бассейнов к их погруженным зонам и вниз по разрезу наблюдается последовательное снижение плотности нефтей, повышение выхода легких фракций, уменьшение в них количества серы, смол и т.д. Последовательное облегчение нефтей и обогащение их метаном по мере приближения к основным источникам интенсивной генерации УВ — Прикаспийской впадине, Предуральскому прогибу, центральным и юго-восточным районам ДДВ — сопровождается закономерной сменой нефтяных залежей газонефтяными, газоконденсатными и газовыми залежами. В направлении облегчения нефтей нарастают величины газонасыщенности и давления насыщения нефтей.

В пределах всех НГБ вниз по разрезу наблюдается увеличение количества ТУ при уменьшении метана и величины  $\overline{CH_4}/\overline{ТУ}$ . Резкое повышение содержания ТУ обычно наблюдается в газах залежей девонских отложений Припятской впадины, Урало-Волжского и Тимано-Печорского НГБ, в Прикаспийской впадине в залежах подсолевого палеозоя и в ДДВ в залежах нижнекаменноугольных отложений, пространственно совпадающих с ГФН. Резкие изменения происходят и в составе ТУ: если в газах залежей верхних горизонтов (пермских и каменноугольных) основную роль играет этан (с постепенным уменьшением его по мере перехода к пентану и выше), то вниз по разрезу часто больше пропана. Содержание азота по разрезу обычно изменяется неравномерно — его много в верхних (зона гипергенеза) и средних (зона преимущественного нефтеобразования) частях разреза, в низах же концентрация его уменьша-

ется (зона преимущественного газогобразования). Содержание кислых газов снижается с увеличением глубины и возраста отложений. В залежах терригенного девона, как правило, сероводород отсутствует и отмечаются наименьшие концентрации двуокиси углерода.

### Генезис природных газов

Природные газы пластовых систем по генезису связаны преимущественно с осадочной толщей и лишь частично имеют атмосферное происхождение. Какие-либо доказательства ювенильного генезиса газов в пределах Русской платформы отсутствуют. Полученные данные однозначно свидетельствуют о биогенной природе УВ. К числу газогеохимических показателей органического их генезиса относятся: 1) региональное присутствие УВ в газах, рассеянных в породах и растворенных в подземных водах; 2) прямая зависимость между  $C_{орг}$  пород и содержанием УВ в газах, рассеянных в породах; 3) региональная и вертикальная зональность газонасыщения пород и подземных вод; 4) зависимость газонасыщения пород и вод от возраста вмещающих толщ; 5) гигантские объемы углеводородных газов, рассеянных в породах и растворенных в водах, существование которых (объемов) невозможно объяснить с позиций неорганического генезиса УВ; 6) вертикальная зональность процессов нефтегазообразования в недрах; 7) изотопный состав углерода газов пластовых систем, отличный от газов магматического генезиса.

Основная часть азота газов осадочных бассейнов захвачена из атмосферы и только 4–6% образовалось в процессе превращения рассеянного ОВ. О преимущественно воздушном генезисе азота природных газов свидетельствует высокая (+0,98) положительная связь азота с воздушным аргоном, который рассчитывался с учетом определения его изотопного состава. Практически весь Кислород и значительная доля аргона проникли из атмосферы; двуокись углерода и сероводород имеют преимущественно биогенную природу; основным источником гелия в газах является гелий, образовавшийся в результате радиогенного распада урана, тория и самария осадочной оболочки. Намечаются закономерности, согласно которым уменьшение радиогенного аргона прослеживается в ряду порода—подземные воды—залежи УВ. Это согласуется с возможным направлением миграции газов из пород через воды в залежи, а также подтверждает мнение (В.П. Савченко, Э.К. Герлинг, В.В. Чардынцев и др.) о том, что образующийся в породах радиогенный аргон прочно удерживается кристаллической решеткой. Указанные материалы вместе с данными определения абсолютного возраста подземных вод (газов) опровергают взгляды о ювенильном генезисе газов осадочных бассейнов.

### Зональность процессов нефтегазообразования

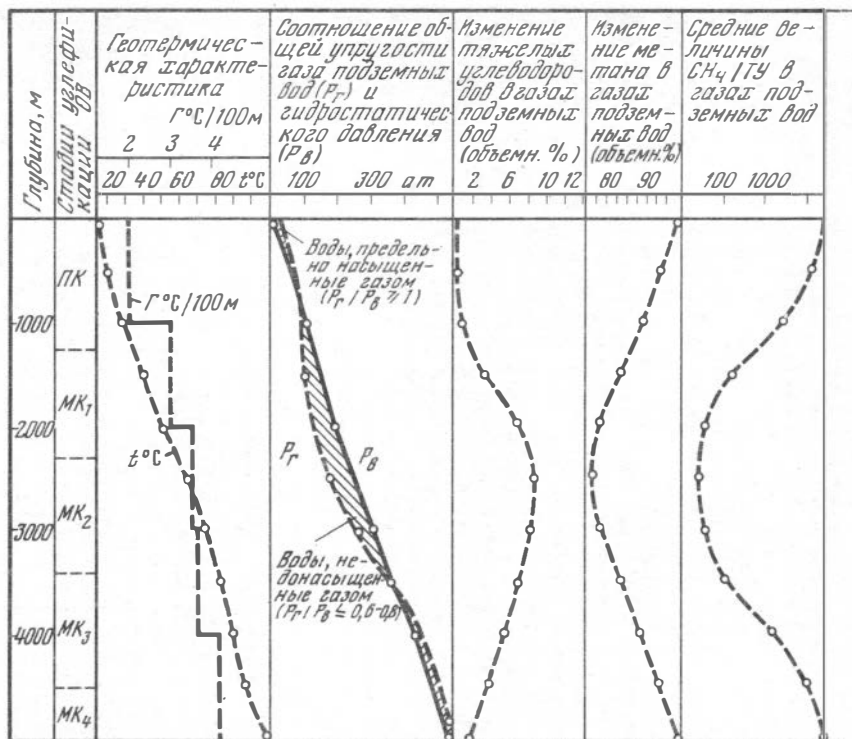
Вопросы зональности нефтегазообразования разрабатывались В.А. Соколовым, Н.Б. Вассоевичем, А.Э. Конторовичем, С.Г. Неручевым, И.В. Высоким, В.П. Савченко, А.А. Карцевым, А.Л. Козловым, Л.М. Зорьки-

ным, А.А. Геодекином, Ф.А. Алексеевым и многими другими. Здесь зональность этих процессов нефтегазообразования рассмотрена с позиций комплексного изучения газов пластовых систем. В общем случае в вертикальном разрезе осадочных бассейнов намечаются три зоны генерации: верхняя и нижняя зоны газообразования и средняя—преимущественного нефтеобразования (нефтегазообразования). Верхняя зона предшествует ГФН, а нижняя ее завершает, что согласуется с новейшими данными (Вассоевич, 1974, 1977; Н.Б. Вассоевич, Н.В. Лопатин, 1977). Указанным зонам генерации соответствуют зоны газонакопления и нефтенаккопления. Принципиальная схема зональности не во всех НГБ представлена полностью. Чаще отсутствует верхняя газовая зона, при малой мощности осадочных пород в НГБ выпадает нижняя зона газообразования. Наиболее полно вертикальная зональность устанавливается в бассейнах (или частях его) с большой мощностью осадочных пород, испытывающих равномерное и спокойное погружение (Зорькин, Стадник, 1976). Так все три геохимические зоны — верхняя (газовая) биохимическая, средняя (нефтяная) термokatалитическая и нижняя (газовая) высокотемпературная выявлены достаточно полно в непрерывном разрезе Нижнего Поволжья и западной части Прикаспийской впадины (рис. 1). Глубины залегания различных геохимических зон колеблются в разных регионах. Установлено, что границы, разделяющие аналогичные геохимические зоны, в общем случае повышаются от молодых отложений к древним (Стадник, 1978; и др.).

Верхняя (газовая) зона лишь частично сохранилась в ДДВ и южной половине Тимано-Печорского НГБ, отсутствует в восточных районах Прикаспийской впадины и Прибалтийском НГБ. За пределами платформ она наиболее полно установлена в разрезах Северного Устья и Предкавказья. Максимальная глубина залегания зоны достигает 1000—1200 м, температура обычно не превышает 20—40°С. Эта часть разреза охватывает зоны диagenеза и протокатагенеза; является областью газообразования (метанообразования) в основном за счет биохимических процессов и преимущественного газонакопления.

Средняя (нефтяная) зона, соответствующая ГФН (ГЗН), установлена в полном объеме почти во всех бассейнах Русской платформы. Исключение составляет Среднерусский бассейн, где эта зона намечается предположительно. Глубина залегания зоны в районах с нормальным геотермическим режимом (Нижнее Поволжье, ДДВ, Тимано-Печорский НГБ и др.) изменяется от 1000 до 4000 м. В восточных частях Прикаспийской впадины она начинается с 2700 м и прослеживается до глубины 5000 м. Температура в пределах зоны составляет 40—100°С и более, ОВ находится на стадиях катагенеза МК<sub>1</sub>, МК<sub>2</sub> и в отдельных случаях МК<sub>3</sub>. Эта зона является областью нефтеобразования (нефтегазообразования) в результате термokatалитического (мягкий термолиз) превращения ОВ пород и преимущественного нефтенаккопления.

Нижняя (газовая) зона установлена на глубинах более 4000 м в недрах ДДВ, Тимано-Печорской провинции и Нижнего Поволжья. В восточных районах Прикаспийской впадины эта зона не изучена, ее существование прогнозируется на глубинах более 5000 м. Указанная зона отсутствует

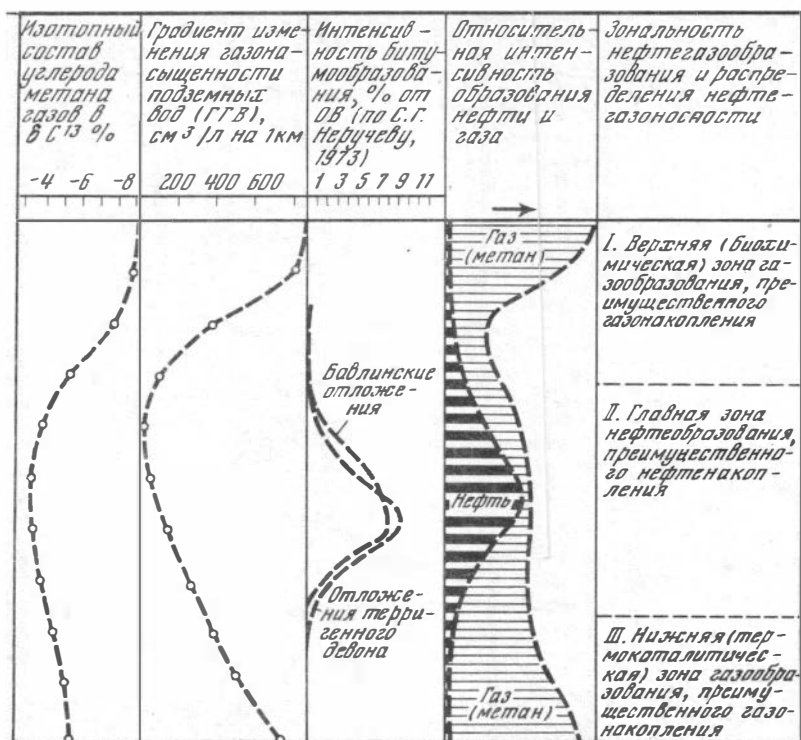


Р и с . 1. Схема вертикальной зональности нефтегазообразования в недрах Нижнего Поволжья

в разрезах Среднерусского (рис. 2) и Прибалтийского бассейнов, северных районов Урало-Волжского НГБ и, возможно, Припятской впадины. ОВ в пределах зоны находится на стадиях катагенеза МК<sub>3</sub> и МК<sub>4</sub>, а в погруженных областях, очевидно, и более высоких — МК<sub>5</sub> — АК<sub>2</sub>; температура превышает 100—120°С. Эта часть разреза является областью газообразования (метанообразования) за счет термokatалитических процессов (сильный термолит) и преимущественного газонакопления.

Имеющиеся данные, свидетельствующие о значительных масштабах бактериального синтеза метана в верхних частях разреза, а также о сохранности этих газов по мере погружения отложений, позволяют признать весьма высокую роль УВ биохимической зоны в формировании ресурсов газа осадочных бассейнов, что дает основание считать верхнюю геохимическую зону главной зоной газообразования.

На первичное распределение нефтегазоносности в НГБ часто накладываются процессы миграции нефти и газа, состав пород, содержание в них ОВ и др. Однако при всей сложности процессов нефтегазообразования и формирования залежей принципиальная схема вертикальной зональности генерации УВ, особенно в бассейнах с достаточной мощностью осадочных пород, сохраняется. Об этом свидетельствуют также: законо-



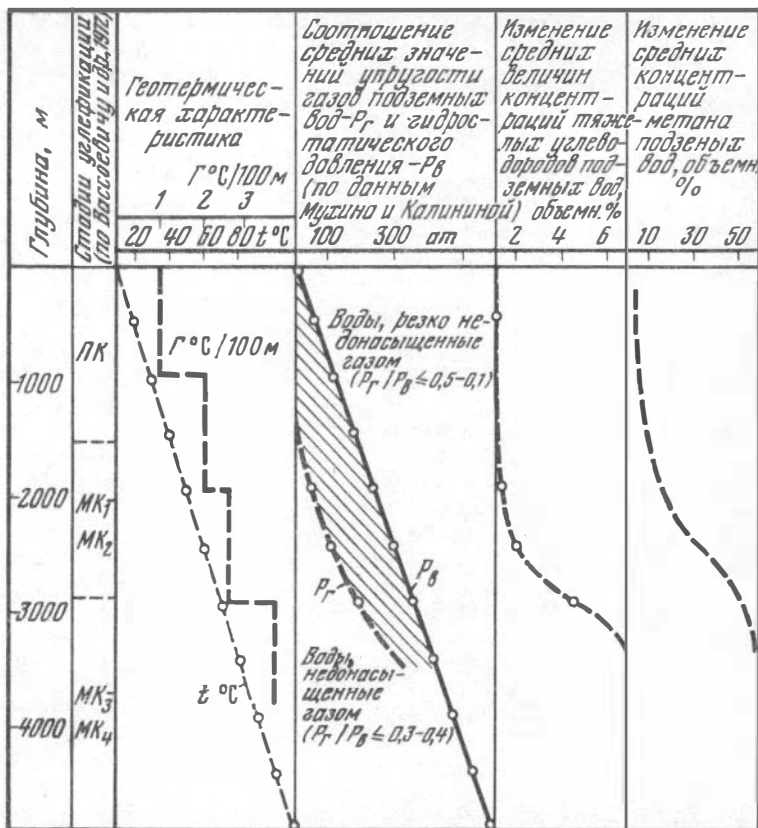
мерности распределения выявленных запасов нефти и газа по глубине в пределах Русской платформы и других районов.

Выяснение особенностей вертикальной зональности процессов нефтегазообразования, помимо научного, имеет практическое значение, поскольку при постановке поискового бурения важно осуществить раздельный прогноз по глубинам — где можно ожидать нефть, а где газ. Так, в связи с выявленной зональностью в пределах ДДВ на глубинах более 3500—4000 м следует планировать в основном прирост запасов газа (газоконденсата); в восточной части Прикаспийской впадины на глубинах свыше 4500—5000 м прогнозируется зона газообразования и газонакопления, и т. д.

### Условия первичной и вторичной миграции углеводородных и других газов

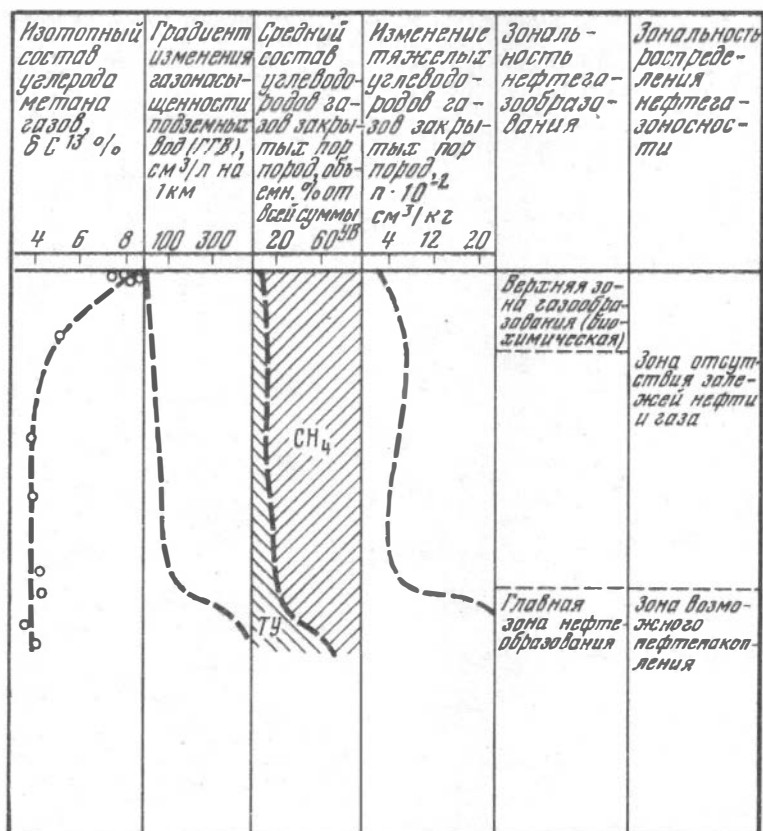
Механизм первичной и вторичной миграции рассмотрен как единый неразрывный процесс вместе с процессами образования УВ по мере увеличения глубины залегания и литогенеза осадков (рис. 3). В результате установлено следующее.

На стадии диагенез—ранний катагенез (глубины до 1000—1200 м, температура не более 20—40°С) из глин в коллекторы идет в основном



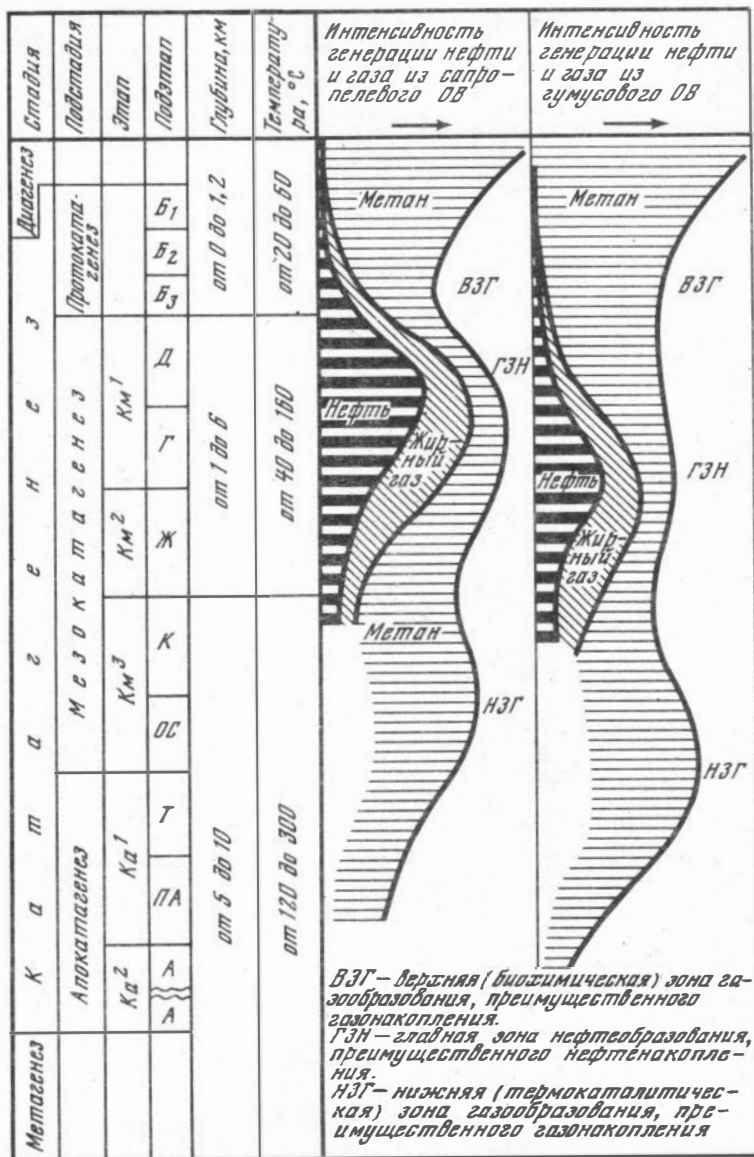
Р и с. 2. Схема вертикальной зональности нефтегазообразования в недрах Среднерусского бассейна

отжатие свободной воды. К концу стадии в глинах, видимо, остается не более 20% объема поровых вод. В этой зоне из водоупорных толщ в коллекторы вместе с водами отжимаются различные нефтеобразующие вещества, углеводородные и другие газы. Биохимические превращения ОВ здесь происходят как в коллекторских, так и в водоупорных отложениях и приводят к образованию огромных объемов преимущественно метанового газа. Частично эти газы возвращаются вместе с водами в водоем осадконакопления. Однако большие количества газов сохраняются, что подтверждается существованием здесь предельно насыщенных вод. В указанной зоне жидкие УВ практически не образуются. Это зона преимущественного газообразования (метанообразования) и газонакопления. Эмиграция УВ и других газов из водоупоров в коллекторы осуществляется в основном в воднорастворенном состоянии вместе с отжимаемыми водами. Однако не исключается их эмиграция в свободном состоянии, когда имеется избыток газообразных компонентов над пределом их насыщения в поровых водах.



Вниз по разрезу, в зоне среднего катагенеза (глубины от 1000 м до 4000 м и более, температуры 20–100°С и выше), совпадающей с ГФН, образование жидких УВ осуществляется как в коллекторских, так и в водоупорных толщах. В зоне среднего катагенеза, особенно на стадии МК<sub>1</sub>, наблюдается массовая эмиграция жидких УВ из глинистых толщ. По данным Н.А. Еременко, С.Г. Неручева (1968), С.С. Филатова (1969), И.С. Ковачевой (1968), резкое поокисление битумоидов, отражающее максимальную эмиграцию нефти из глинистых толщ в палеозойских отложениях Урало-Поволжья, начинается на глубине около 1500 м, а в мезозойских отложениях Западной Сибири — в интервале 2300–2500 м. Эмиграция жидких УВ и газов осуществляется вместе с отжимаемыми седиментационными водами и в свободном состоянии в газовых растворах. Здесь большую роль в процессах эмиграции жидких УВ из глин в коллекторы играют возрожденные воды, высвобождающиеся при перестройке структуры глинистых минералов в ходе замедленного уплотнения глин. Наибольшее количество этих вод появляется при превращении монтмориллонита (содержание до 25% воды) в иллит и другие слюды.

В зоне позднего катагенеза (глубины более 4000 м, температуры превышают 100–120°С) процессы образования жидких УВ в коллекторских



Р и с. 3. Схема основных стадий нефтегазообразования, эмиграции и миграции УВ в связи с литогенезом

и водоупорных толщах затухают. В то же время усиливаются термокаталитические процессы, приводящие к деструкции жидких УВ и превращению их в метан. Это — область преимущественного газообразования (метанообразования) и газонакопления. Первичная миграция газов осуществляется в свободном и растворенном состоянии вместе с отжимаемыми остаточными водами. Процессы отжатия межслоевой (дегидрата-

| Изменение в составе глин |  | Гидрогеологические процессы   | Процессы первичной миграции УВ  | Процессы вторичной миграции, приводящие к формированию залежей   |
|--------------------------|--|---|---|--|
| Монтмориллонит           | Гидро-слоды  |   |   |  |
|                          | Возвращение в водоём                                   |   |   | В растворенном состоянии вместе с подземными водами (дегазация вод), подчиненно значение имеет струйная миграция |
|                          | Выжимание из глин свободной и физически связанной воды | Диффузия, в воднорастворенном состоянии вместе с отжимаемыми водами                                   |   |  |
|                          | Появление взорвавшихся вод                             | Диффузия, в растворенном состоянии вместе с отжимаемыми водами и в свободном состоянии в газовой фазе |   | Струйная миграция, подчиненное значение имеет миграция в растворенном состоянии вместе с подземными водами       |
|                          | ?  |   | Диффузия, в свободном состоянии в газовой фазе и в меньшей мере, в растворенном состоянии вместе с остаточными водами | Струйная миграция, дегазация подземных вод   |

ционной) воды в этой зоне, очевидно, заканчиваются и доминирующая роль в процессах эмиграции УВ принадлежит струйной миграции газов в свободном состоянии.

На всех уровнях погружения осадочного разреза перераспределение углеводородных и других газов между водоупорными и коллекторскими толщами осуществляется также путем диффузионного массопереноса. При этом процессы газо- и нефтегазообразования осуществляются как

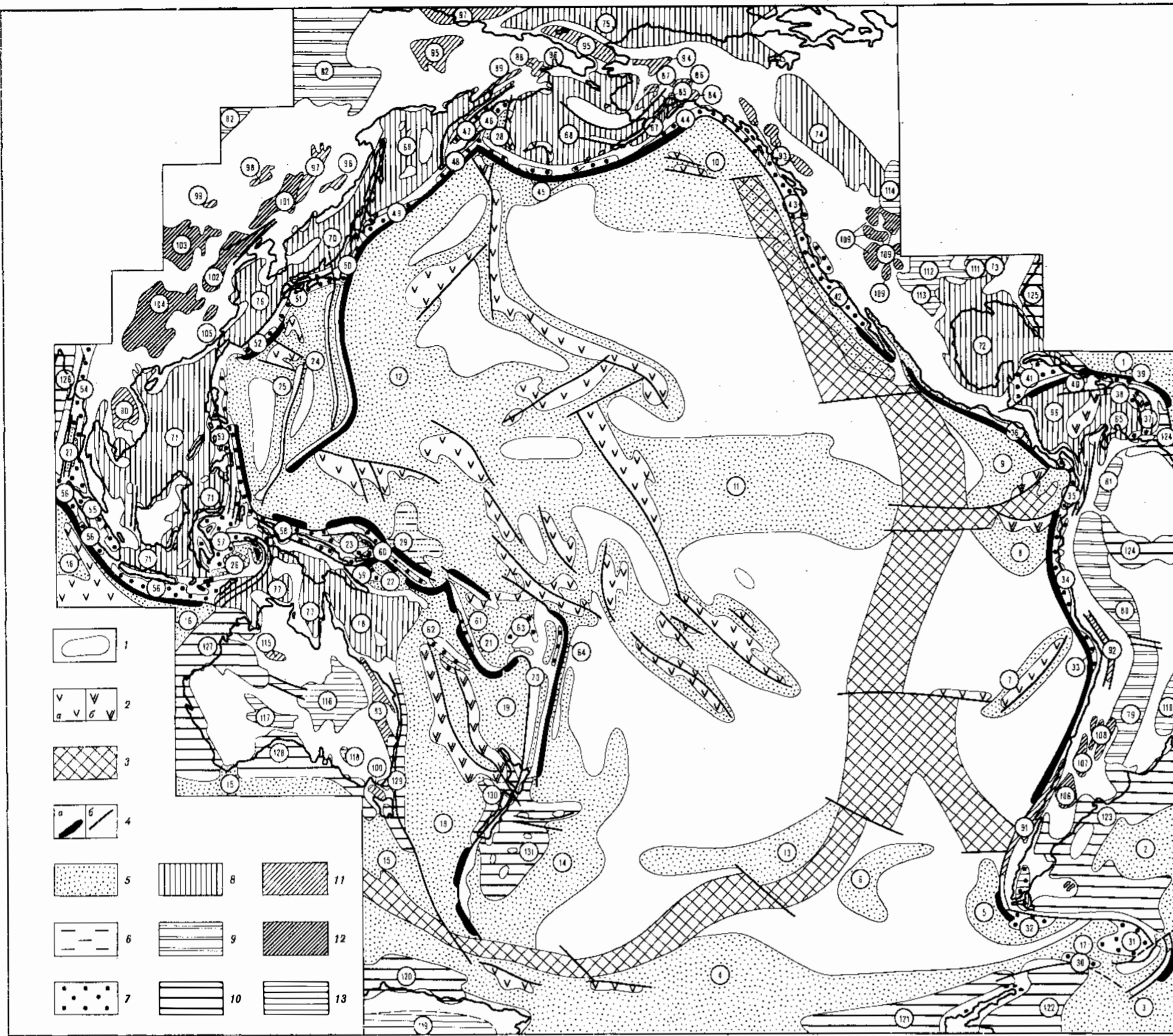


Схема генетических типов осадочных бассейнов в пределах Тихоокеанского подвижного пояса и Тихого океана (Еременко, Левин, 1977)

1 — впадины осадочных бассейнов на континентах и океанах; 2 — подводные хребты; 3 — вулканические, 4 — глибовые; 5 — Восточно-Тихоокеанское поднятие; 6 — глубинные разломы; 7 — сопряженные с зонами Заварицкого — Беньюфе, 8 — трансформные и др.; 9 — осадочные и осадочно-породные бассейны; 10 — внутриконтинентские плиты (аклющак котловины морей с океанической корой), 11 — внутренних плато, 12 — современных активных окраин, 13 — древних активных окраин, 14 — древних пассивных окраин, 15 — современных пассивных окраин, 16 — орогенных впадин фанерозойских складчатых областей, 17 — впадин в областях эпиплатформенного орогенеза, 18 — внутриплатформенных синклизис.

Арабскими цифрами в кружках обозначены осадочные бассейны:

Океанические, в том числе: 1-16 — внутриконтинентских плит в контурах изопакеты 0,2 км: 1 — Припуэрториканский, 2 — Приаргентинский, 3 — Африкано-Антарктический, 4 — Приантарктический, 5 — Приогнезельский, 6 — Магеллан, 7 — Наска, 8 — Феникс, 9 — Кокосовый, 10 — Ферролл, 11 — Экваториальный, 12 — Куле, 13 — Южно-Тихоокеанский, 14 — Приозовопадный, 15 — Приюжноавстралийский, 16 — Призападноавстралийский; 17-28 — внутренних и окраинных морей (в тех же контурах): 17 — Скоша, 18 — Центрально-Тасмановоморский, 19 — Южно-Фиджийский, 20 — Кермадек-Колвилл, 21 — Северо-Фиджийский, 22 — Луизиада, 23 — Приновогвинейский, 24 — Восточно-Филиппинский, 25 — Западно-Филиппинский, 26 — Банда, 27 — Центрально-Андаманский, 28 — Восточно-Командорский; 29 — внутренних плато: Капингамаранги.

Современных активных океанических окраин: 30 — Оркнейский, 31 — Южно-Сендвичев; 32 — Огневый; 33 — Мальендо; 34 — Притихоокеанский (в том числе суббассейны: Салверри, Талара, Гуаякиль); 35 — Панамский; 36 — Центрально-Американский; 37 — Гренада; 38 — Южно-Гаитянский; 39 — Северо-Гаитянский; 40 — Ямайский; 41 — Южно-Кубинский; 42 — Калифорнийский (в том числе суббассейны: Сакраменто, Сан-Хуакин, Вентура — Санта-Барбара, Лос-Анджелес, Сан-Диего, Санта-Крус, Ил); 43 — Прибрежно-Тихоокеанский; 44 — Южно-Аляскинский; 45 — группы Алеутских; 46 — Западно-Командорский; 47 — Центрально-Камчатский; 48 — Восточно-Камчатский; 49 — Восточно-Курильский; 50 — Абукума; 51 — Симанто; 52 — Рюкю; 53 — группа Филиппинских; 54 — Иравадийско-Андаманский; 55 — Центрально-Суматринский; 56 — Яванско-Суматринский (в том числе суббассейны: Меланх, Нисс, Бенгулу, Ломбок); 57 — Сулавеси; 58 — Северо-Новогвинейский (в том числе суббассейны: Гелвинк, д'Антркасто); 59 — Бугенвиль; 60 — Соломоновых островов; 61 — Новогвинейский; 62 — Новокаледонский (в том числе суббассейны: Северный и Южный); 63 — Фиджи; 64 — Тонга.

Древних активных океанических окраин, в том числе: 65-71 — орогенных впадин внутренних морей: 65 — Венесуэльский, 66 — Колумбийский, 67 — заливе Кука, 68 — Беринговоморский (в том числе суббассейны: Северо-Беринговоморский, Бристольский, Южно-Беринговоморский), 69 — Охотоморский (в том числе суббассейны: Северо-Охотский, Западно-Камчатский, Восточно-Сахалинский и Южно-Охотский); 70 — Япономорский; 71 — Индосинийско-Яванский (в том числе суббассейны: Северо-Индосинийский, Западно-Калимантанский, Симамский, Яванский, Восточно-Калимантанский); 72-78 — перикратонные: 72 — Мексиканского залива, 73 — Предапалачский, 74 — Западно-Канадский, 75 — Американо-Аляскинский (в том числе суббассейны: Бодорта, Колвилл), 76 — Восточно-Китайский, 77 — Северо-Австралийский (в том числе суббассейны: Арафурский и Тиморский), 78 — Коралловоморский.

Древних пассивных океанических окраин, перикратонные: 79 — Центрально-Предандийский; 80 — Укаяли-Ориенте; 81 — Баринас-Апуре; 82 — Приверхоянский.

Орогенных впадин на континентальной или субконтинентальной коре в пределах складчатых областей: 83 — Боуэн-Сурат; 84 — Копер; 85 — Суситна; 86 — Тили; 87 — Кусковим; 88 — Бельский; 89 — Пенжинский; 90 — Корат; 91 — Продольной Долины; 92 — Альтиплано; 93 — межгорных впадин Северо-Американских Кордильер (в том числе: Нечакко, Квинсел, Боусер, Уайтхорс); 94 — Селавик; 95 — Колымский; 96 — Сунгари; 97 — Буринский; 98 — Хейлар; 99 — Дзунбаинский; 100 — Бассова пролива.

Орогенных впадин на континентальной коре в областях эпиплатформенного орогенеза, в том числе: 101-105 — мезозойско-кайнозойского: 101 — Сунляо, 102 — Северо-Китайский, 103 — Ордосский, 104 — Сынчуанский, 105 — Юаншуй; 106-109 — кайнозойского: 106 — Неукем, 107 — Мендоса, 108 — Ла-Риоха, 109 — Скалистых гор (в том числе суббассейны: Блек-Месса, Сан-Хуан, Биг-Хорн, Паудер-Ривер, Уинд-Ривер, Грин-Ривер, Ханна, Парам, Денвер).

Внутриплатформенных синклизис: 110 — Паранский; 111 — Иллинойский; 112 — Западный внутренний; 113 — Пермский (Западно-Техасский); 114 — Уиллстонский; 115 — Унзо; 116 — Большой Артезианский (в том числе суббассейны: Амадис, Восточный внутренний); 117 — Оффисер; 118 — Муррей; 119 — Восточно-Антарктический.

Современных пассивных океанических окраин: 120 — Австралийско-Антарктический; 121 — Беллинггаузен; 122 — Уадделла; 123 — Аргентинский; 124 — Гвианский (в том числе суббассейны: в рамках карты Средне-Американский и Оринокский); 125 — Северо-Американский; 126 — Бенгальский; 127 — Западно-Австралийский (в том числе суббассейны: Каннинг, Карнарвон, Перт); 128 — Южно-Австралийский; 129 — Тасманов; 130 — Западно-Новозеландский; 131 — Восточно-Новозеландский

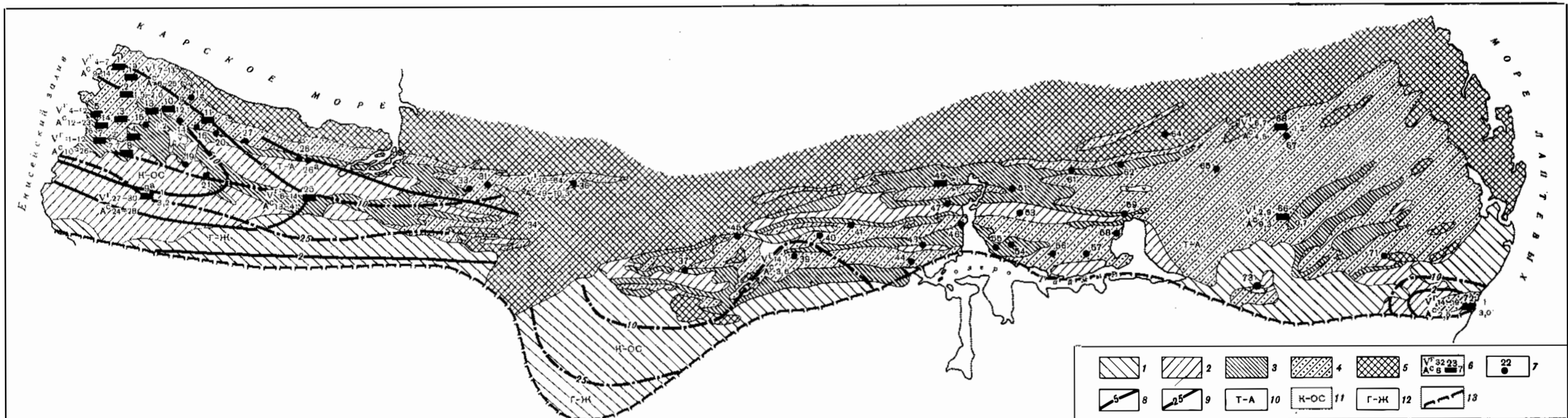


Рис. 1. Схема прогноза угленосности и метаморфизма углей нижнепермских отложений Таймырского угольного бассейна

1-5 — отложения: 1 — четвертичные, 2 — мезозойские и нерасчлененные пермо-триасовые, 3 — верхнепермские, 4 — нижнепермские, 5 — донижепермские; 6 — угольное месторождение и его номер: слева — выход летучих веществ и зольности угля на сухую массу, справа — количество угольных пластов и их мощность; 7 — углепровлечение и его номер; 8 — изомощности суммарной мощности угольных пластов от 0,7 м и выше; 9 — изоволи; 10-12 — зоны распространения углей, отвечающих по степени метаморфизма: 10 — тощим углям и антрацитам, 11 — коксовым и отощенно-спекающимся углям, 12 — жирным и газовым углям; 13 — условная южная граница бассейна.

Арабскими цифрами на рисунке обозначены месторождения и углепровлечения: Западно-Таймырская угленосная площадь. Диксонский угленосный район: 1 — Лемберовское, 2 — Максимовское, 3 — Ефремовское, 4 — Малоэфремовское, 5 — Слободское, 6 — Матвеевское, 7 — Крестьянское, 8 — Верхне-Крестьянское, 9 — Сыраласайское, 10 — Убойинское, 11 — Восточно-Убойинское, 12 — в нижнем течении р. Убойной, 13 — в среднем течении р. Убойной, 14 — на участке среднего течения р. Холодной, 15 — в верховьях рек левой Убойной, левой Лемберовой и Ефремовой, 16 — на р. Базовой, 17 — Правуюбойинское, 18 — в верховьях р. Ефремовой, 19 — в верховьях рек правой Убойной и Дюндаки, 20 — на правом берегу р. правой Убойной, 21 — на р. Косо-Бигай, 27 — в верховьях рек

Новоморжовой и Восточной Убойной; Пясино-Тарейский угленосный район: 22 — Малоपुरское I, 23 — Малоपुरское II, 24 — на р. Малая Пур, 25 — Пясинское, 26 — Озерное, 28 — Восточно-Пясинское, 29 — на р. Мономада, 30 — в среднем течении р. Биноды, 31 — горы Ниторока, 32 — Чедырымотасское, 33 — в верховьях ручья Розового, 34 — в районе горы Сэрзган, 35 — Тарейское, 36 — горы Волнорез.

Восточно-Таймырская угленосная площадь. В верхне-Таймырский угленосный район: 37 — Фаладигиютское, 38 — Мрачное, 39 — на р. Дябака-Тари, 40 — на р. Левли, 41 — Боотанкагасское, 45 — на участке I Головы Таймыры; Таймыро-Озерный угленосный район: 42 — в бассейне р. Угольной, 43 — Угленосное, 44 — бухты Ледяной, 46 — в районе оз. Знтузиастов, 47 — в районе рек Угольной и Зверинной, 48 — Гельмерсеновское, 49 — в районе рек Галечной и Угольной, 50 — Энгельгардское, 51 — Черноярское, 52 — на реках Нашей, Линьке, Северной, 53 — на озерах Суровом и Неприветливом, 54 — Озерное, 55 — Заячье, 56 — на реках Постоянной, Оленьей, Волчьей, 57 — в верховьях рек Мезозойской и Южной, 58 — на побережье залива Яму-Байкура, 59 — Соколинское, 60 — на р. Круговой, 61 — на оз. Проходное, 62 — в бассейне рек Обратной и Северной, 63 — на р. Ньюнкараку-Тари, 64 — в верховьях р. Подхребетной, 65 — на р. Романова, 66 — Малахайтарское, 67 — на р. Ледниковой, 68 — Неожиданное, 73 — в районе возвышенности Гулаи-Киряка; Угленосный район мыса Цветкова: 71 — на р. Летчика Павлова, 72 — Цветковское.

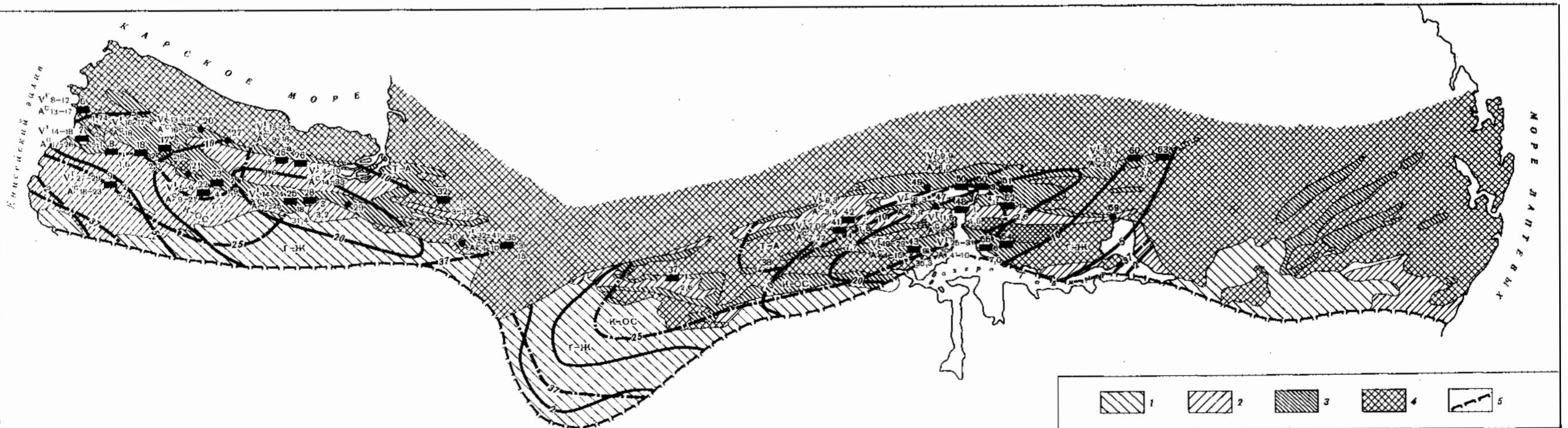


Рис. 2. Схема прогноза угленосности и метаморфизма углей верхнепермских отложений Таймырского угольного бассейна: 1-4 — отложения: 1 — четвертичные, 2 — мезозойские и нерасчлененные пермо-триасовые, 3 — верхнепермские, 4 — доверхнепермские; 5 — условная южная граница бассейна. Остальные обозначения см. на рис. 1

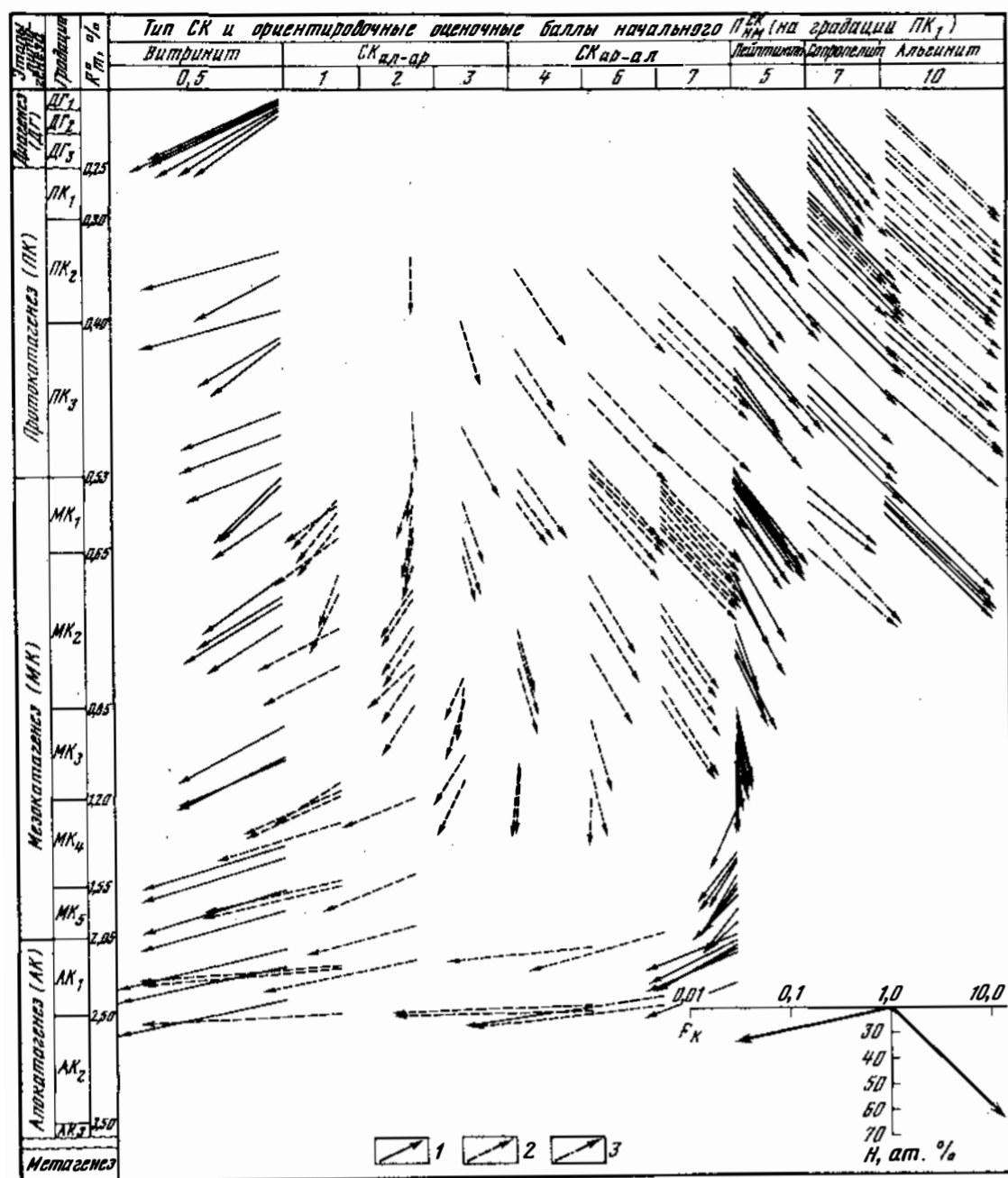


Рис. 7. Изменение комплексного критерия оценки нефтематеринского потенциала рассеянного и концентрированного ОБ с увеличением степени катагенеза. (Лопатин, 1979)  
1 — угли, 2 — рассеянное ОБ; 3 — горючие сланцы

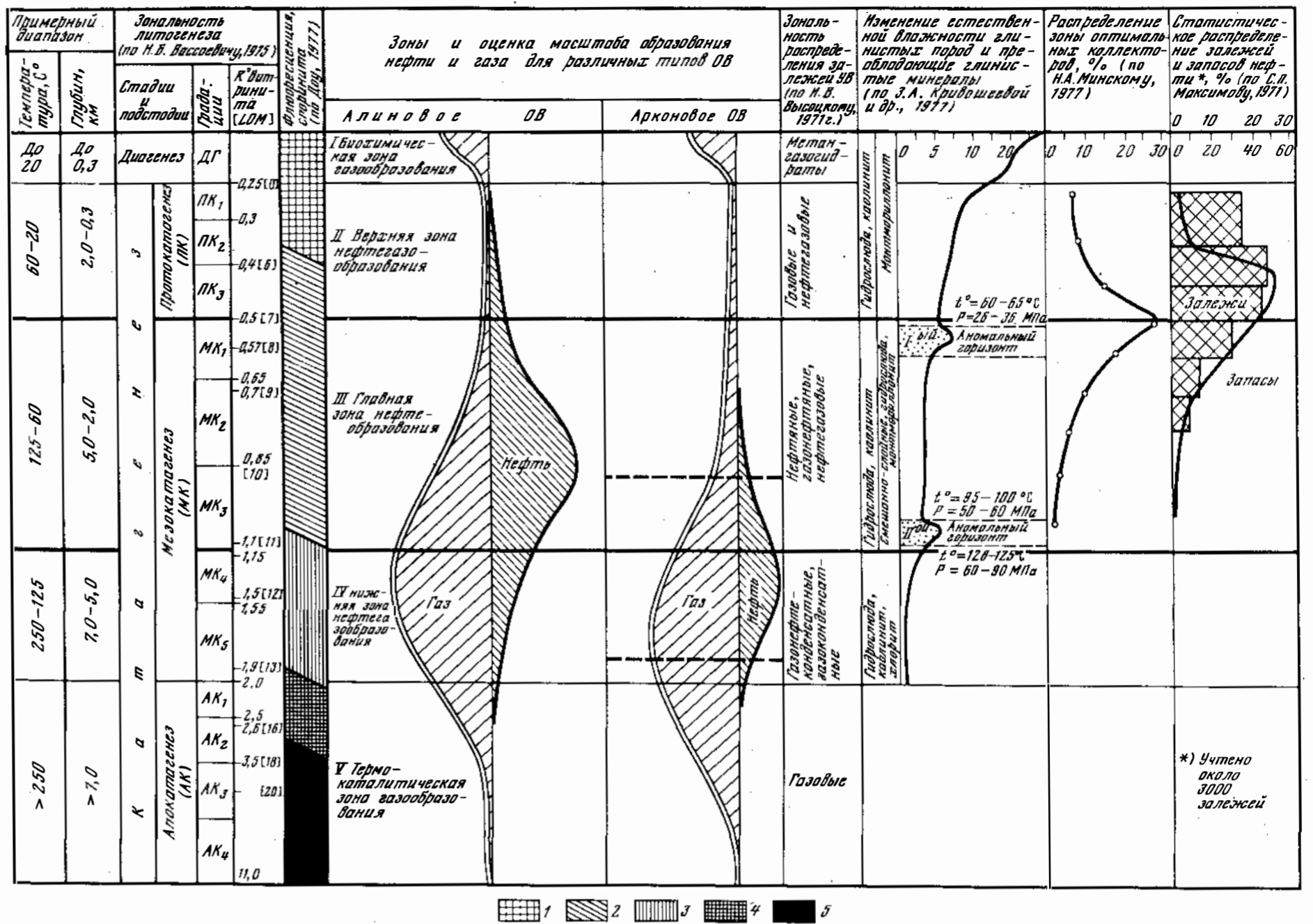


Рис. 8. Корреляция стадийности нефтегазообразования и литогенеза  
1-5 — окраска споринита: 1 — светло-желтая, 2 — желтая, 3 — коричневая, 4 — темно-коричневая, 5 — черная

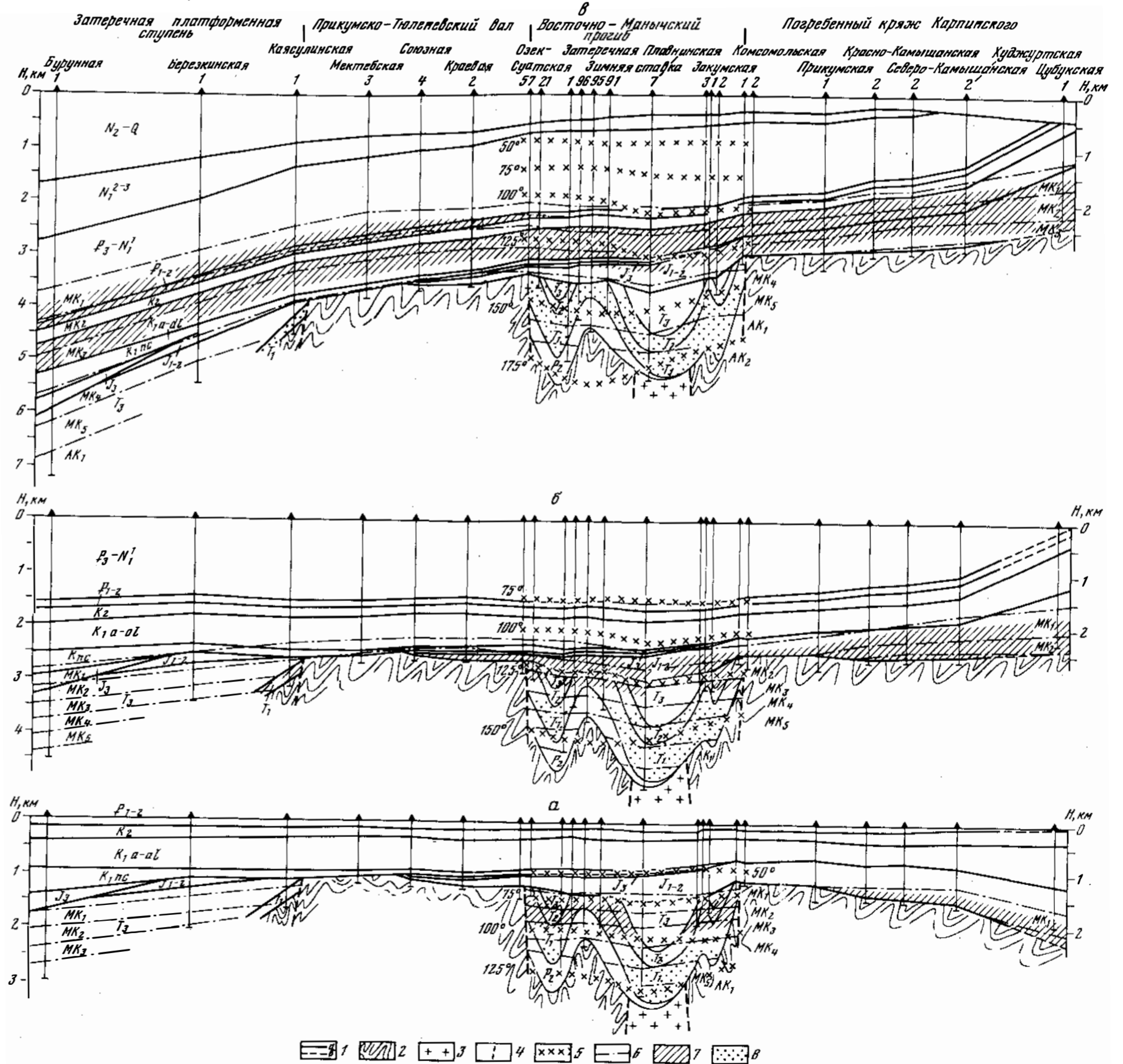


Рис. 9. Эволюция стадийного состояния мезозойских отложений Восточного Предкавказья  
Стадийное состояние мезозойских отложений: а — к концу эоцена, б — к концу майкопа, в — современное положение  
1 — геологические границы: а — установленные, б — предполагаемые; 2-3 — складчатый фундамент: 2 — сланцевый комплекс, 3 — интрузивный комплекс; 4 — разломы в фундаменте; 5 — геозотермы в пределах Восточно-Манычского прогиба; °С; 6 — границы зон, отвечающих различным грациям катагенеза; 7 — ГЗН; 8 — ГЗГ

в водоупорных, так и в коллекторских породах и продолжаются при условии выдерживающегося погружения на протяжении всего литогенеза.

Основным видом миграции в коллекторских толщах является миграция в растворенном состоянии вместе с подземными водами, подчиненное значение имеет струйная миграция газа. Еще меньшая роль принадлежит диффузии. "Вездесущность" воднорастворенной формы миграции УВ определяется "вездесущностью" подземных вод. Количество перенесенных подземными водами газов зависит от растворимости газов в водах, общих объемов подземных вод, скорости их перемещения и т.п. Формирование залежей обеспечивают воднорастворенная и струйная формы миграции. Диффузия не приводит к формированию залежей, она является постоянным фактором рассеивания вещества.

В верхней биохимической и нижней высокотемпературной зонах газообразования залежи УВ формируются преимущественно в результате дегазации подземных вод. Состав газов в залежах и газов, растворенных в подземных водах, близок. Струйный вынос газов из газогенерирующих толщ мало сказывается на составе газов, так как в качестве основного компонента здесь генерируется метан. Значительные его объемы продуцируются в коллекторских толщах. В средней (нефтяной) зоне генерируется широкий спектр УВ: от жидких компонентов до метана. Миграция УВ в этой зоне происходит дифференцированно: в результате струйной миграции в пласт-коллектор выносятся жидкие и газообразные УВ, которые при наличии ловушек формируют залежи нефти и газоконденсата; в результате диффузии в подземные воды коллектора поступает основная масса УВ.

Одним из недостаточно разработанных вопросов, как известно, является выяснение критериев для отличия газов биохимической (верхней) и высокотемпературной (нижней) геохимической зон. Полученные материалы позволяют в первом приближении по геохимическим данным определять эти отличия. Газы нижней зоны, как правило, отличаются наличием в газах ТУ (до 2–4%), среди которых присутствует вся гамма вплоть до пентана. В газах биохимической зоны гомологи метана обычно отсутствуют, а если они и имеются, то представлены практически только этаном. Отличаются эти газы также по изотопам углерода; в газах биохимического генезиса  $\delta C^{13}$  метана составляет в среднем от  $-7$  до  $-9\%$ , а в газах нижней зоны от  $-5$  до  $-6\%$ .

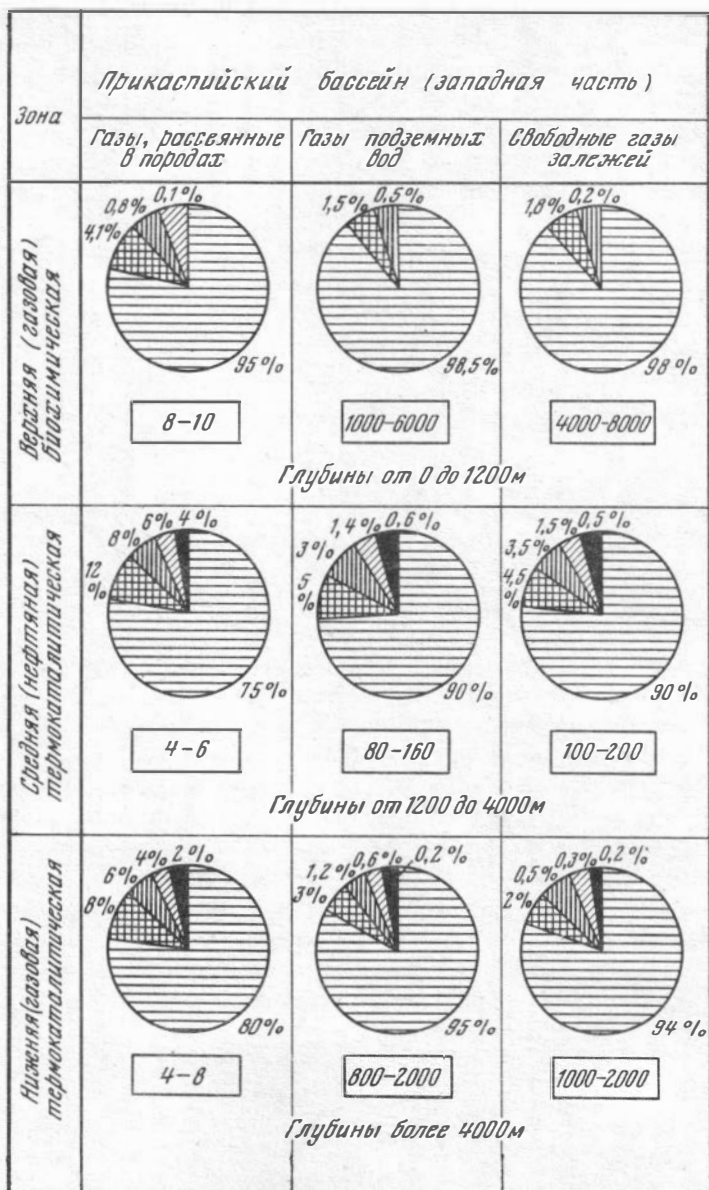
### **Геохимическая связь природных газов пластовых систем**

Одним из важных доказательств связи газов пластовых систем является однонаправленность их зональности в региональном плане и стратиграфическом разрезе бассейнов. Содержание УВ в газах пород, вод и залежей обычно возрастает с увеличением глубины залегания и возраста отложений. Сухие газы характерны для верхних частей разреза. Вниз по разрезу и к внутренним зонам бассейнов наблюдается утяжеление газов. На значительных глубинах, в нижней (газовой) зоне, газы снова

становятся легкими, их углеводородная часть представлена в основном метаном (рис. 4). Для всех категорий газа с возрастом отложений не только увеличивается роль ТУ, но и происходят качественные изменения в их составе: газы верхних допалеозойских отложений обычно сухие, и ТУ представлены практически только метаном; вниз по разрезу в составе ТУ заметную роль начинают играть пропан и бутан. В древних толщах, обычно докаменноугольного возраста, в углеводородной части обычно доминируют ТУ, состав которых представлен всей гаммой гомологов метана вплоть до гексана. Рассеянные газы пород по соотношению углеводородных компонентов нередко здесь близки к газам нефтяных месторождений, где часто преобладают пропан и бутан, а иногда и пентан. Подобный состав газов пород, видимо, объясняется длительным рассеиванием и особенностями миграции УВ. Известно, что чем меньше молекулярный вес газообразного УВ, тем последний лучше мигрирует. Поэтому в первую очередь в процессе миграции происходит потеря наиболее легких компонентов (метан, этан). Очевидно, чем более длительным будет этот процесс, тем в большей мере при прочих равных условиях породы (или залежь) будут обогащены более тяжелыми газообразными УВ. Характерным для газов является уменьшение в них УВ в древнейших толщах осадочных бассейнов (рифейские отложения в Среднерусском бассейне, силурийские — в Тимано-Печорском, бавлинские — в Урало-Волжском).

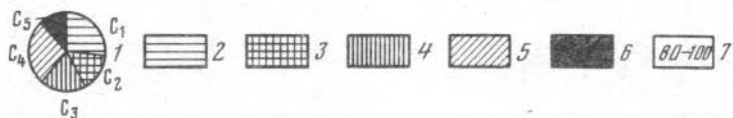
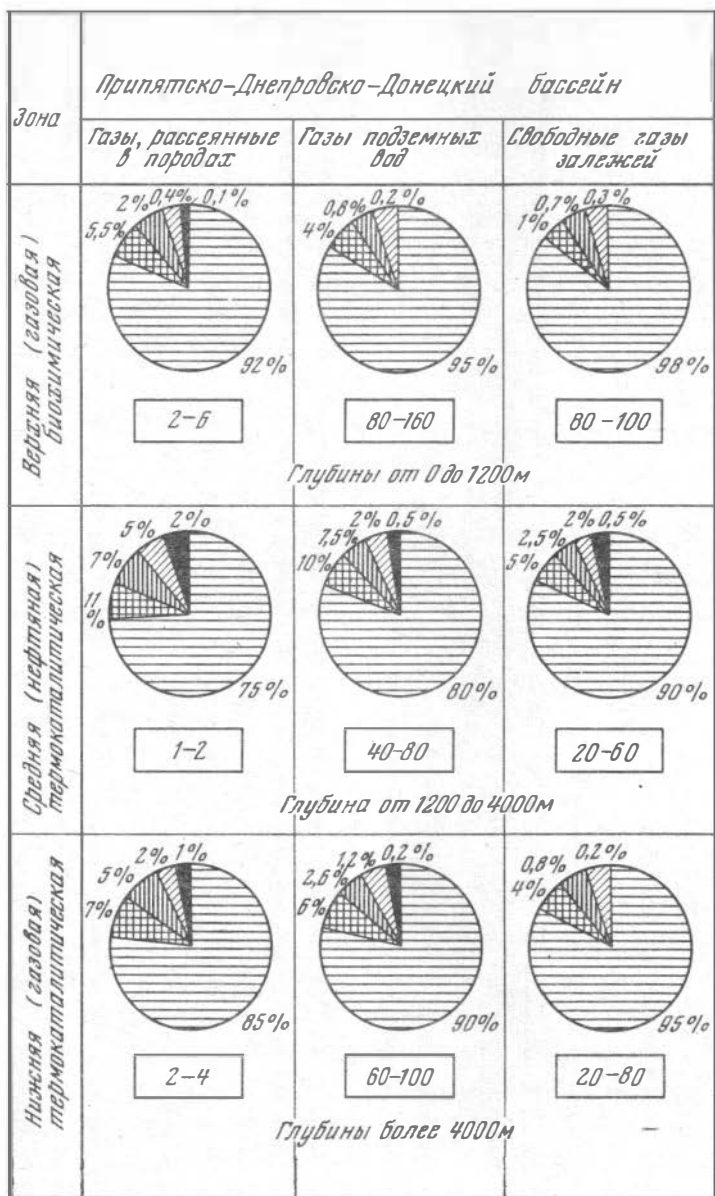
Однонаправленность в изменении углеводородной составляющей для газов всех категорий прослеживается также в вертикальном разрезе осадочных бассейнов. В верхней (газовой) биохимической зоне углеводородная часть газов практически целиком состоит из метана. ТУ содержатся в незначительных концентрациях и представлены в основном этаном. Вниз по разрезу, в средних его частях, состав УВ всех газов в значительной мере изменяется. В этой зоне резко увеличиваются содержания ТУ, а в их составе доминируют бутан и пентан. При этом для различных газов наблюдается смещение пиков максимальных содержаний ТУ: для газов, рассеянных в породах, пик расположен ниже, чем для газов воднорастворенных, а для свободных — выше, чем для газов вод. Указанное обусловлено особенностями перераспределения углеводородных газов в системе породы—воды—залежи.

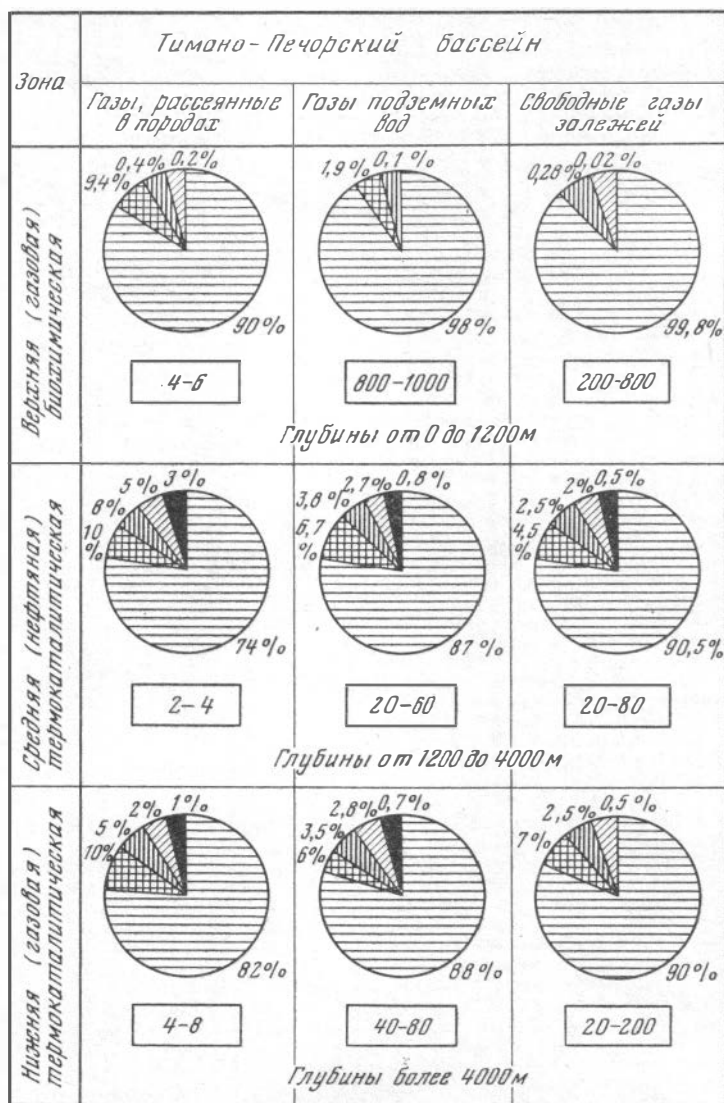
Рассеянные газы пород по сравнению с другими категориями газов являются наиболее "жирными", что также отражается в распределении средних значений  $CH_4/ТУ$  (см. рис. 4). Эта величина уменьшается для всех газов с возрастом и глубиной залегания отложений. Однако в газах пород она всегда ниже, чем в воднорастворенных и свободных газах, а в ряде случаев сопоставима с газами нефтяных залежей. Эти особенности распределения ТУ позволяют полагать, что миграция УВ направлена из пород в воды и далее в залежи. Дифференциация УВ на путях миграции приводит к обогащению ТУ газов пород по сравнению с газами вод и свободными. Повышенные концентрации ТУ в попутных газах обусловлены высокой растворимостью гомологов метана в нефтях, а поэтому длительной их сохранностью относительно ТУ воднорастворенных газов.



Р и с. 4. Изменение УВ в природных газах осадочных бассейнов Русской платформы (средние величины):

1 — состав углеводородной части в %; 2-6 — содержание компонента в % от всех УВ: 2 — метана, 3 — этана, 4 — пропана, 5 — бутана, 6 — пентана совместно с высшими гомологами; 7 — величины отношения  $CH_4/TV$





Р и с. 4 (окончание)

Содержание азота в свободных, попутных и воднорастворенных газах обычно повышается с возрастом вмещающих отложений — от неоген-палеогеновых к палеозойским, что было прослежено на примере НГБ Русской платформы, а также установлено для отдельных категорий газа ранее (Т.А. Ботнева, Л.М. Зорькин, С.П. Максимов, В.А. Соколов, К.В. Стадник и др.). Практически повсеместно остается в силе закономерность: чем больше содержание азота в водах, тем более азотистыми являются свободные и попутные газы. Характерной особенностью газов

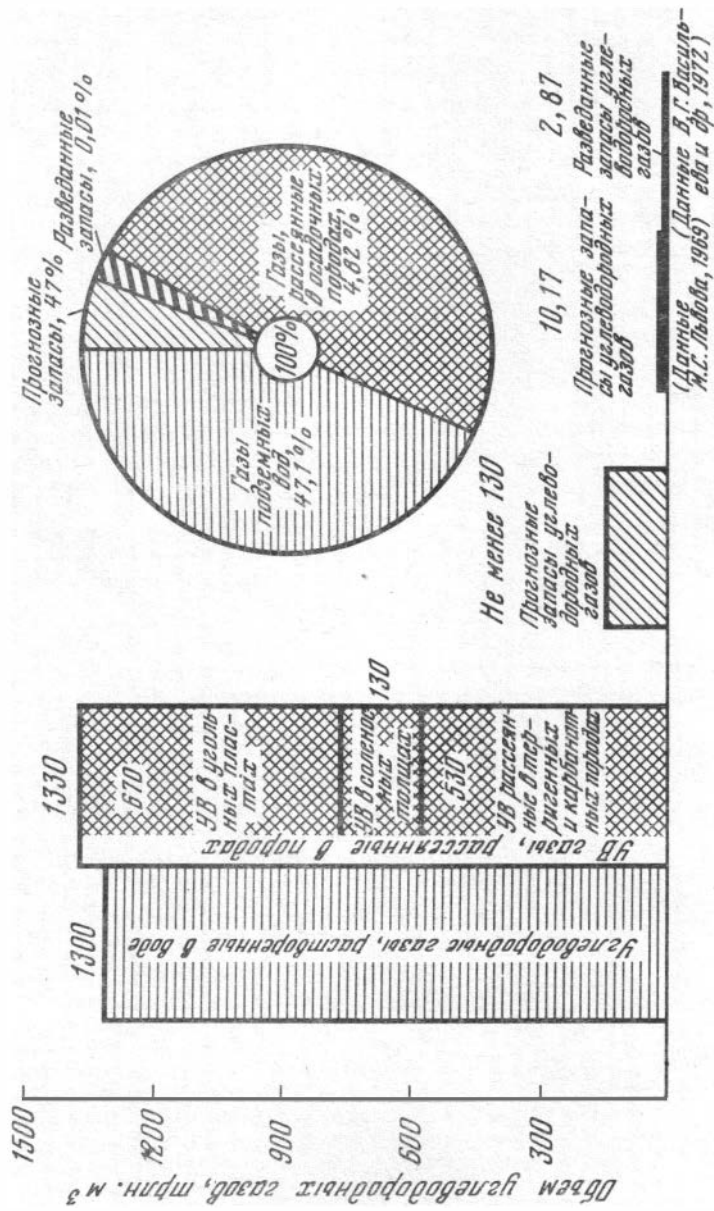
подземных вод и залежей является синхронное возрастание в них азота в средних частях разреза (нефтяной зоне), где наблюдается также резкое увеличение ТУ. Указанное позволяет также полагать, что некоторая часть азота образовалась как и все ТУ за счет катагенных изменений рассеянного ОВ. Содержание азота в рассеянных газах пород всех изученных бассейнов платформы равномерно увеличивается с возрастом и глубиной залегания. Некоторое его уменьшение, так же как и для газов подземных вод, наблюдается в газах древних пород архея и протерозоя. Таким образом, как по углеводородным газам, так и по азоту газов пород, вод и залежей наблюдается однонаправленная закономерность в его изменении с глубиной и с возрастом отложений. Максимальные содержания азота установлены в газах пород, минимальные — в свободных газах. Промежуточное положение занимают газы подземных вод и нефтяных залежей. Эти данные позволяют считать, что миграция азота в пластовых системах осадочных бассейнов происходит из пород в воды и далее в залежи.

Концентрации двуокиси углерода и сероводорода в газах пластовых систем осадочных бассейнов платформы с увеличением глубины залегания и возраста отложений повсеместно уменьшаются, а гелия увеличиваются. Характерно, что во всех категориях газа в толщах терригенного девона установлены минимальные содержания углекислоты и отсутствие в газах сероводорода. Радиогенная часть аргона ( $Ar^{40}$ ) во всех газах нарастает со стратиграфической глубиной. Установлены более высокие содержания (упругости) гелия и аргона в газах подземных вод, чем в газах залежей. Учитывая, что концентрация избыточного  $Ar^{40}$  в газах пород больше, чем в газах вод, можно считать, что миграция гелия и аргона в пластовой системе осуществляется из пород в воды и далее в залежи.

Полученные данные позволяют наметить зависимость состава газов пород, вод и залежей от возраста пластовых систем осадочных бассейнов. В общем случае с увеличением возраста вмещающих отложений для всех газов наблюдается увеличение содержания ТУ, азота и редких газов при уменьшении метана и кислых газов. Эта особенность геохимического "старения" пластовых систем осадочных бассейнов с геологическим возрастом носит региональный характер. Она обусловлена затуханием во времени процессов нефтегазообразования в связи с невозможностью ОВ и возрастанием процессов рассеивания УВ. Установленные закономерности согласуются с полученными ранее данными о зависимости газонасыщения подземных вод и состава газов углеводородных залежей от возраста вмещающих толщ НГБ (Ботнева и др., 1966; Зорькин, 1973; Зорькин, Стадник, 1975; Соколов, 1971; и др.).

### **Ресурсы газов пластовой системы Русской платформы**

Ресурсы газов осадочных бассейнов слагаются из газов: 1) рассеянных в породах, 2) растворенных в подземных водах, 3) заключенных в залежах (разведанных к настоящему времени и еще не открытых). Сведения о ресурсах газов, рассеянных в породах и растворенных в водах, представляют интерес в связи с оценкой прогнозных запасов газа и нефти.



Р и с. 5. Ресурсы углеводородных газов пластовой системы Русской платформы

Возможность такой оценки определяется закономерностью, согласно которой прогнозные запасы УВ составляют лишь часть от рассеянных и растворенных газов и в общем случае прямо пропорциональны их суммарным ресурсам (В.Н. Корценштейн, Н.Б. Вассович, А.А. Геодекян, Л.М. Зорькин, Е.В. Стадник, Д.Г. Уикс, Д.М. Хант и др.) .

Для осадочных бассейнов Русской платформы подсчитаны ресурсы газов, рассеянных в терригенных, карбонатных и соленосных породах, а также в угольных пластах. Общий объем углеводородных газов, рассеянных в осадочных породах платформы, составляет не менее 1330 трлн. м<sup>3</sup>. Примерно столько же (1300 трлн. м<sup>3</sup>) углеводородных газов растворено в подземных водах (рис. 5) .

Выполнены разработки по обоснованию величины коэффициента залежеобразования в различных газогеохимических обстановках. Величина этого коэффициента может быть принята равной: а) 0,01 — для водонапорных систем, резко недонасыщенных газом ( $P_r/P_v \leq 0,2$ ), — обстановка отсутствия фазового равновесия между водами и залежами; б) 0,05 — для систем, недонасыщенных газом ( $P_r/P_v = 0,2-0,8$ ), — обстановка смещенного фазового равновесия и в) 0,10 — для систем с предельным (или близким к этому) насыщением вод газами ( $P_r/P_v = 0,8-1,0$ ) — обстановка наличия фазового равновесия между подземными водами и залежами. Принципы газогеохимического районирования водонапорных систем рассмотрены ранее (Л.М. Зорькин и др., 1964, 1973; Е.В. Стадник, 1967, 1970 и др.) .

При коэффициенте газонефтеотдачи пластовой системы, равном 0,05, что составляет 5% от газов, рассеянных в породах и растворенных в водах, прогнозные запасы углеводородных газов для территории платформы составят не менее 130 трлн. м<sup>3</sup>. Эта цифра в 50 раз больше разведанных к настоящему времени запасов, что позволяет высоко оценивать потенциальные возможности Русской платформы. Наибольшие запасы УВ приурочены к недрам Прикаспийского, Тимано-Печорского и Припятско-Днепровско-Донецкого НГБ.

### **Оценка перспектив нефтегазоносности крупных территорий и локальных структур**

Основой прогноза нефтегазоносности недр по газогеохимическим данным является генетическое единство газов пластовой системы. Поэтому особенности растворенных и рассеянных газов в значительной степени определяют и состав газов в залежах. Методические особенности такого прогноза для территории Русской платформы и других районов приведены в целом ряде работ В.П. Савченко, В.Н. Корценштейна, Э.Е. Лондон, Л.М. Зорькина, И.С. Старобинца, Е.В. Стадника, Ю.Н. Яковлева и других исследователей. Разработанный комплекс газогеохимических показателей для различных стадий поискового и разведочного этапов работ на нефть и газ включает: а) показатели оценки течения в недрах процессов нефтегазообразования; б) критерии для выделения нефтеносных и газоносных толщ; в) показатели зональности в размещении областей преимущественного нефте- и газонакопления; г) предварительный прогноз

качества газов и нефтей в слабоизученных регионах; д) газогеохимическое районирование с целью оценки перспектив нефтегазоносности отдельных комплексов (или этажей) и территорий в пределах бассейна; е) показатели нефтегазоносности локальных структур; ж) прогноз качества газов и нефтей, а также запасов предполагаемых залежей поисковых площадей; з) уточнение режимов разработки залежей; к) подсчет "скрытых" запасов газа, способных выделиться из воды в процессе разработки.

Таким образом, рассмотренные материалы показывают, что в изучении геохимии природных газов заложен огромный резерв неиспользованных возможностей совершенствования геологоразведочных работ на нефть и газ, познания процессов нефтегазообразования, миграции УВ, формирования залежей и закономерностей их размещения в недрах.

## А Б С Т Р А К Т

On the basis of a complex study of natural gases in the sedimentary basins of the Russian Platform, the regional and local regularities in the variations of geochemical characteristics of gases dispersed in rocks, dissolved in underground waters and accumulated in pools have been combined into a system. General regularities are found on the plan and throughout the section of sedimentary basins.

Natural gases of the system are generated mainly within sedimentary rocks and only partly are of atmospheric origin. The data obtained suggest a biogenic nature of the source matter of hydrocarbons. The most part of nitrogen has been entrapped from the atmosphere and only 4–6 per cent of it has been generated during maturation of dispersed organic matter. Practically all oxygen and the most part of argon have penetrated from the atmosphere;  $\text{CO}_2$  and  $\text{H}_2\text{S}$  are mostly of biogenic nature; the main source of helium is helium generated by radiogenic processes in sedimentary rocks.

The zoning of petroleum generation and accumulation in sedimentary basins of the Russian Platform is considered from the point of view of the complex gas investigations. In general, three generation zones are outlined in the vertical section: the upper and the lower gas generation zones and the middle gas and mainly oil generation zone. The upper zone precedes to the main oil-generation zone (by N.B. Vassoevich) and the lower zone completes it. These generation zones are connected with the corresponding zones of gas and oil accumulation. The depth levels of the zones vary in different regions. Generally, the boundaries of the same zones lower from ancient sediments to younger ones. The discussed results demonstrate a very important role of the hydrocarbons of the upper (biochemical) zone in the total gas resources of sedimentary basins and allow to consider the biochemical upper zone as the main gas generation zone.

It is shown that emigration of oil-forming components, hydrocarbons and other gases, from impermeable rocks to reservoir rocks occurs generally with compaction waters and in gaseous phase under high pressure (press and re-evaporation). The main kind of migration in reservoir rocks

is migration of gas dissolved in underground waters; the flush-type migration plays a subordinate role.

The gas resources dissolved in subsurface waters and dispersed in the Russian Platform rocks have been estimated. On the base of these data, the evaluation of predicted reserves of hydrocarbons in deposits have been given. The greatest hydrocarbon reserves are connected to the Pre-Caspian, Timan-Pechoran and Pripiat-Dnieper-Donetz sedimentary basins.

On the basis of gas geochemical criteria, the method of predicting oil and gas potential of large territories and local structures has been developed. This prediction is based on the common origin of the gases of the rock system. It is shown that the peculiarities of gases in deposits are considerably determined by some geochemical features of gases dissolved in subsurface waters and dispersed in rocks. Using gas geochemical criteria, the evaluation of oil and gas prospects of the Russian Platform sedimentary basins has been carried out.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Ботнева Т.А., Панкина Р.Г., Соколов В.А.* Геохимия нефтяных попутных газов. М.: Недра, 1966. 202 с.
- Вассоевич Н.Б.* Вклад ученых Академии наук в развитие нефтяной геологии. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1974, № 5, с. 123—134.
- Вассоевич Н.Б.* Образование углеводородных газов в процессе литогенеза. — В кн.: Генезис углеводородных газов и формирование месторождений. М.: Наука, 1977, с. 20—35.
- Зорькин Л.М.* Геохимия газов пластовых вод нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1973, 224 с.
- Зорькин Л.М., Стадник Е.В.* Особенности газонасыщения пластовых вод нефтегазоносных бассейнов в связи с генезисом углеводородов и формированием их залежей. — Изв. вузов. Геол. и разведка, 1975, № 6, с. 85—99.
- Зорькин Л.М., Стадник Е.В.* Гидрогеологические показатели зональности процессов нефтегазообразования. — Геол. нефти и газа, 1976, № 7, с. 32—36.
- Корценштейн В.Н.* Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. М.: Гостоптехиздат, 1963. 168 с.
- Рогозина Е.А.* К вопросу о газовой фазе органического вещества пород. — Геол. нефти и газа, 1964, № 11, с. 51—55.
- Роль осадочных пород в распределении рассеянных углеводородных газов/ И.С. Старобинец, А.В. Архангельский, Е.С. Тихомирова и др. М.: Недра, 1976. 142 с.
- Савченко В.П., Стадник Е.В., Яковлев Ю.И.* Газогидрохимические критерии поисков залежей нефти и газа. М.: Недра, 1974. 104 с.
- Соколов В.А.* Геохимия природных газов. М.: Недра, 1971. 334 с.
- Стадник Е.В.* О зональности процессов нефтегазообразования в недрах Русской платформы. М.: ВНИИГГ, 1975, с. 204—211. (Тр. ВНИИГГ; Вып. 22).
- Стадник Е.В.* Зональность газов закрытых пор пород нефтегазоносных бассейнов. — Изв. вузов. Геол. и разведка, 1977, № 1, с. 15—25.
- Стадник Е.В.* Геохимия природных газов осадочных бассейнов Русской платформы (в связи с вопросами нефтегазоносности): Автореф. дис. ... д-ра геол.-минер. наук. М.: ВНИИГГ, 1978.

## ОСНОВНЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ УГОЛЬНОЙ ГЕОЛОГИИ В СССР

В Советском Союзе постоянно уделяется большое внимание вопросам расширения и укрепления топливно-энергетической базы страны, что реализуется систематическим ежегодным повышением добычи угля, объема разведочных работ и расширением научных исследований в угольной геологии (Череповский, 1977). Только за последние годы геологами-угольщиками выявлены, оценены и подготовлены к освоению промышленностью свыше тридцати крупных угольных месторождений, большая часть которых может быть отработана открытым способом. Сейчас СССР располагает значительными ресурсами углей. Из общих мировых геологических ресурсов, достигающих по оценкам авторов 14 100 млрд. т, в Советском Союзе оценено 6800 млрд. т, из которых 69% приходится на каменные угли и антрациты и 31% — на бурые угли и лигниты. Угли для добычи открытым способом составляют 39% всех балансовых запасов, однако большая их часть сосредоточена в восточных районах страны. Добыча углей в 1978 г. достигла 724 млн. т. Планом развития народного хозяйства СССР предусмотрены дальнейший рост угледобычи и расширение работ в Донецком, Кузнецком, Экибастузском, Канско-Ачинском, Южно-Якутском и некоторых других угольных бассейнах. Из общего мирового потребления твердого топлива 2,5 млрд. т условного топлива в 1976 г. на долю СССР приходилось 18,8%.

Проблема топливно-энергетического баланса на дальнейший период в Советском Союзе решается комплексно: за счет открытия и освоения новых месторождений нефти и газа, освоения учтенных и вновь разведанных ресурсов углей, составляющих основу тепловой энергетики и металлургии страны, и за счет развития атомной энергии и гидроэнергетики. Успешное выявление новых месторождений и перспективных угленосных площадей явилось результатом методически правильного проведения поисковых и разведочных работ, базирующихся на научных достижениях угольной геологии, основные направления исследований в которой изложены ниже.

*Изучение угленосных и сланценосных формаций.* Эти исследования наиболее многочисленны и посвящены изучению стратиграфии, литологии и палеогеографии, морфологии угольных пластов, генезиса углей и горючих сланцев и тектоники угольных месторождений. Выполненные в этих областях работы позволили советским специалистам установить основные закономерности образования и изменения угленосных и сланценосных формаций на территории СССР и земного шара, разработать их генетические классификации, наметить закономерности, касающиеся характера тектонической нарушенности месторождений и морфологии угольных пластов и отразить эти достижения в научных трудах и крупных монографиях (Геология..., 1969; Иванов, 1967; Крашенинников, 1957; Методы корреляции..., 1968; Методы..., 1975; Метаморфизм..., 1975;

Осадконакопление..., 1971; Тектоника..., 1976; Тимофеев, 1970, 1972; Угленосные формации..., 1973; Угленосные формации..., 1975; и другие).

*Изучение истории угленакопления на территории СССР и земного шара.* Работы этого направления были посвящены изучению закономерностей угленакопления и созданию угольных карт различного профиля по территории СССР и мира в целом, дальнейшему развитию теории поясов и узлов угленакопления, оценке прогнозных ресурсов углей СССР и мира. К наиболее фундаментальным работам в этой области относятся двенадцатитомная монография "Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР", четырехтомная монография "Геология угольных месторождений зарубежных стран", карты угольных месторождений мира и СССР, а также материалы переоценки прогнозных ресурсов углей СССР, в которых наряду с общими оценками проведено распределение ресурсов по геологическому возрасту, структурному положению, мощностям, интервалам глубин и марочному составу углей (Атлас..., 1962; Геология месторождений..., 1962—1978; Егоров, 1960; Железнова, Матвеев, 1972; Запасы..., 1958; История..., 1976; Карта..., 1972; Матвеев, 1966, 1968, 1969, 1974; Основные закономерности... , 1975; Топливо-энергетические ресурсы..., 1968; Тыжнов, 1970; Шарудо, 1972; и другие).

*Изучение вещественного состава, химико-технологических свойств и метаморфизма углей.* Исследования вещественного состава углей были направлены на решение как теоретических, так и практических задач угольной геологии. Фундаментальные теоретические исследования этого направления были сконцентрированы в основном на изучении проблем метаморфизма углей и связанных с ними задачах определения стадий литификации пород (Вальц, 1956; Генезис..., 1959; Главная фаза..., 1969; Голицын, 1966; Еремин, 1956; Жемчужников, Гинзбург, 1960; Кирюков, 1976; Палеотемпературы... , 1975; Петрология..., 1975; Петрографические особенности..., 1963; Петрографические типы..., 1975; и др.), а также на создании углепетрографических атласов по основным угольным бассейнам СССР: Донецкому, Кузнецкому, Карагандинскому, Подмосковному, Днепровскому, Львовско-Волынскому и ряду других.

Работы прикладного направления включали разработку промышленных и промышленно-генетических классификаций, совершенствование методов петрографического изучения углей применительно к решению практических вопросов, создание и совершенствование методов прогноза технологических свойств углей (самовозгораемости углей, технологических свойств антрацитов, обогатимости и др.). Выполнен также большой объем исследований по изучению вещественного состава и технологических свойств углей разведанных месторождений. Значительным достижением советских углепетрографов явилось создание методики расчета коксовых шихт, базирующейся на установлении прямой связи между петрографическими особенностями углей и их коксуемостью, позволяющей дать прогноз коксуемости углей еще во время разведки и широко используемой как в Советском Союзе, так и за рубежом (Петрографические особенности..., 1963); разработка методов петрологии, применяемых в угольной и в нефтяной геологии при поисках и разведке

горючих ископаемых (Палеотемпературы... , 1975); издание методического руководства по методике опробования и изучения качества углей в процессе геологоразведочных работ (Клер, 1975 и другие).

*Методика разведки угольных месторождений.* Основные исследования были направлены на разработку оптимальных параметров геологоразведочной сети и методов разведки глубоких горизонтов, а также посвящены анализу и оценке достоверности геологоразведочных работ на уголь. В результате исследований опубликован ряд методических руководств, в которых большое внимание уделено геологическим основам методики разведки и оценке угольных месторождений, разработаны принципиальные положения и рекомендации по стадийности геологоразведочных работ и дифференцированному подходу к использованию метода аналогии на различных стадиях разведки (Мионов, 1973 и другие). Сопоставление данных разведки и эксплуатации и широкое развитие механизации при разработке обусловило выводы о необходимости значительного сгущения сети разведочных скважин для более детального изучения тектоники и морфологии угольных пластов.

*Геофизические методы разведки угольных месторождений.* Основные исследования были направлены на совершенствование полевых и скважинных методов геофизики (Гречухин, 1970 и другие). В области каротажных работ совершенствовались методы изучения пластов сложного строения путем применения селективного гамма-гамма (ГГК-С) и бокового токового каротажа (БТК), определения зольности углей, газокаротажа, оценки достоверности и точности геофизической информации, петрофизических исследований. Совершенствование и широкое внедрение эффективных методов каротажа за последние годы резко повысило качество геологической информации и позволило в ряде случаев перейти на бескерновое бурение. В области полевой геофизики исследования были направлены на выявление и трассирование геофизическими методами малоамплитудных нарушений и увеличение глубинности прослеживания угольных пластов под наносами. Положительные результаты были получены при применении акустических методов каротажа для изучения тектоники. Используемые в СССР при поисках и разведке угольных месторождений сейсмические, электрические и гравиметрические методы разведки сыграли существенную роль при поисках и разведке месторождений в Печорском, Кузнецком, Горловском бассейнах, а также в Средней Азии, на Дальнем Востоке и на о-ве Сахалин.

*Изучение и прогноз горно-геологических условий эксплуатации угольных месторождений.* Основные исследования были направлены на совершенствование прогноза условий проходки горных выработок на глубоких горизонтах, прогнозирование внезапных выбросов, горных ударов, газоносности и устойчивости вмещающих пород, совершенствование методов гидрогеологических исследований и изучения инженерно-геологических свойств вскрышных пород и геотермических исследований глубоких горизонтов и горизонтов многолетней мерзлоты. Проведены обобщающие работы по изучению формирования депрессионных воронок и водопритоков в различных геологических обстановках.

Совместными усилиями ученых и производственников (Кравцов, 1966; и др.) решена проблема по установлению зависимости газообильности и газоносности от основных геологических факторов и по выявлению основных закономерностей их изменения на территории СССР.

*Комплексное использование углей и сопутствующих им полезных ископаемых.* В результате исследований, выполненных за последние 20 лет, в углях СССР довольно детально изучено содержание 30–40 элементов, из которых часть рассматривается как ценные, а часть — как токсичные компоненты. Установлено, что угли могут использоваться для производства германия и урана. Имеются предпосылки для выявления углей, пригодных для извлечения молибдена, свинца, цинка, галлия, ртути и некоторых других элементов. Минеральная часть углей находит широкое применение в качестве строительных материалов: в цементном производстве и для получения аглопорита. Проведена оценка содержащегося в углях серного колчедана как сырья для сернокислотного производства. В результате научно-исследовательских работ установлены основные закономерности накопления в углях редких элементов и условия образования их высоких концентраций. В последние годы также широко развернуты работы по изучению сопутствующих углям полезных ископаемых в угленосных формациях. Установлены парагенетические комплексы, характерные для угленосных формаций различных типов. Выявлены крупные месторождения сопутствующих углям каолинов и огнеупорного сырья. Все это позволило осуществить высокоэффективные попутные поиски ценных компонентов в углях и сопутствующих им полезных ископаемых.

В результате концентрации совместных усилий в разработках актуальных научных проблем угольной геологии в Советском Союзе только за последнее десятилетие выявлены и разведаны новые угленосные площади и месторождения во многих районах страны: в Донецком, Печорском, Кузнецком (Караканское, Уропское, Талдинское), Канско-Ачинском (Березовское, Итатское, Абанское), Южно-Якутском (Нерюнгринское и Чульмаканское), Тургайском бассейнах, в Забайкалье (Татаровское, Никольское, Олонь-Шибирское), Амурской (Свободное, Сергеевское), Сахалинской и Магаданской областях, в Хабаровском и Приморском краях и в других регионах.

В целях успешного решения задач по созданию топливно-энергетического комплекса страны и планомерного развития угольной промышленности в ближайшие годы и на перспективный период до 2000 г. в области угольной геологии в СССР предусматривается:

расширение научных исследований в направлении развития фундаментальных и особенно прикладных наук по геологии и разведке угольных месторождений;

дальнейшее техническое перевооружение производства геологоразведочных работ на уголь с учетом новейших достижений геофизики, математики, кибернетики, вычислительной техники;

расширение исследований в области оценки геологической и экономической эффективности геологоразведочных работ на уголь с целью повышения качества и достоверности данных.

## ABSTRACT

The geological prospectings and all the geological works concerning coal and carried out for the purpose of widening the coal raw-material basis in the USSR are based on the profound scientific researches. During the past decade the scientific research works in the field of coal geology have been concentrated upon the primary problems, formulated as follows:

- 1) the history of coal accumulation of the territory of the USSR and the world in general;
- 2) the study of the conditions of formation and the substance structure of coal-bearing formations;
- 3) the study of the substance structure, chemical-technological characteristics, and metamorphism of coals;
- 4) the development of geological and geophysical methods of exploration of coal deposits;
- 5) the study and forecasting of coal mining conditions;
- 6) the complex utilization of coal and attendant minerals.

Practically in all the coal-bearing regions of the country the widespread research and geological prospecting works have been carried out in combination with the scientific investigation which resulted in newly found or proved large coal-bearing areas and deposits in many coal basins of the country: in the Donetsk Coal Basin (new coal-bearing areas in its Northern and Western parts); in the Pechora Coal Basin (Vorgashorskoye Deposit); in the Kuznetsk Coal Basin (Karakanskoye, Uropkoye, Taldinskoye deposits); in the Kansk-Achinsk Coal Basin (Berezovskoye, Achinskoye deposits); in the South-Yacutsk Coal Basin (Neryungrinskoye and Chulmakanskoye deposits) and others. The greater part of the newly found or proved deposits of coal can be mined by opencast method.

For the next years the expansion of scientific investigation and geological prospecting works concerning coal is planned, as well as the organization of scientific investigation and wide research works concerning oilshales.

## ЛИТЕРАТУРА

- Атлас карт угленакпления на территории СССР: Объяснительная записка / Под ред. И.И. Горского. М.: Л.: Изд-во АН СССР, 1962. 528 с.
- Вальц И.Э.* О новой терминологии элементов исходного материала ископаемых углей. — В кн.: Труды Лаборатории геологии угля АН СССР. М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1956, вып. 6, с. 31—41.
- Генезис твердых горючих ископаемых. М.: Изд-во АН СССР, 1959, 359 с.
- Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. — Т. I. М.: Госгеолтехиздат, 1963. 1210 с.; Т. II. М.: Госгеолтехиздат, 1962, 569 с.; Т. III. М.: Недра, 1965. 491 с.; Т. IV. М.: Недра, 1967. 475 с.; Т. V. М.: Недра, 1974. Кн. 1. 720 с., Кн. 2. 432 с.; Т. VI. М.: Недра, 1968. 600 с.; Т. VII. М.: Недра, 1969. 912 с.; Т. VIII. М.: Недра, 1964. 790 с.; Т. IX. М.: Недра, 1973, Кн. 1. 692 с., Кн. 2. 400 с.; Т. X. М.: Недра, 1962. 404 с.; Т. XI. М.: Недра, 1968. 607 с.; Т. XII. М.: Недра, 1978. 259 с.
- Геология угольных месторождений: Материалы III Всесоюз. совещ. по твердым горючим ископаемым. М.: Наука. — Т. I., 1969. 271 с.; Т. II, 1971. 315 с.
- Гречухин В.В.* Геофизические методы исследования угольных скважин. М.: Недра, 1970. 548 с.

- Егоров А.И.* Пояса углеобразования и нефтегазоносные зоны земного шара. Ростов н/Д.: Изд-во Рост. ун-та, 1960. 181 с.
- Голицын М.В.* Метаморфизм и прогноз качества палеозойских углей Большой Караганды. — Сов. геол., 1966, № 4, с. 104—121.
- Еремин И.В.* Изменение петрографических особенностей углей при окислении их в естественных условиях. М.: Изд-во АН СССР, 1956. 82 с.
- Жемчужников Ю.А., Гинзбург А.И.* Основы петрологии углей. М.: Изд-во АН СССР, 1960. 399 с.
- Железнова Н.Г., Матвеев А.К.* Мировые запасы углей. — Сов. геол., 1973, № 1, с. 76—84. Запасы углей и горючих сланцев в СССР / Под ред. Н.В. Шабарова, А.В. Тыжнова. М.: Недра, 1958, 179 с.
- Иванов Г.А.* Угленосные формации. Л.: Наука, 1967. 406 с.
- История геологического изучения угольных бассейнов СССР / Под ред. Н.И. Погребнова. — М.: Наука, 1976. 256 с.
- Карта угольных месторождений мира / Под ред. А.К. Матвеева. Л.: Аэрогеология, 1972.
- Кирюков В.В.* Буроугольная стадия углеобразования. Л.: Изд-во ЛГУ, 1976. 180 с.
- Кравцов А.М.* Основы геологии горючих ископаемых. М.: Высш. школа, 1966. 538 с.
- Крашенинников Г.Ф.* Условия накопления угленосных формаций СССР. М.: Изд-во МГУ, 1957. 291 с.
- Клер В.Р.* Изучение и геолого-экономическая оценка качества углей при геолого-разведочных работах. М.: Недра, 1975. 318 с.
- Матвеев А.К.* Угольные месторождения зарубежных стран. М.: Недра. *Он же.* Евразия, 1966. 460 с.; *Он же.* Австралия и Океания, 1968. 168 с.; *Он же.* Африка, 1969, 128 с.; *Он же.* Америка и Антарктида, 1974. 236 с.
- Миронов К.В.* Геологические основы разведки угольных месторождений. М.: Недра, 1973. 315 с.
- Методы корреляции угленосных толщ и синонимика угольных пластов. Л.: Недра, 1968. 318 с.
- Методы формационного анализа угленосных толщ. М.: Недра, 1975. 198 с.
- Метаморфизм углей и эпигенез вмещающих пород / Под ред. Г.А. Иванова. М.: Недра, 1975. 255 с.
- Осадконакопление и генезис углей карбона СССР. М.: Наука, 1971. 275 с.
- Основные закономерности углеобразования на территории СССР / Под ред. Н.В. Шабарова. Л.: Недра, 1975. 334 с.
- Петрографические особенности и свойства углей / И.И. Аммосов, И.В. Еремин и др. М.: Изд-во АН СССР, 1963. 377 с.
- Петрология палеозойских углей СССР / Под ред. И.В. Еремина — В кн.: VIII Междунар. конгр. по геол. и стратигр. карбона. М.: Недра, 1975. 213 с.
- Петрографические типы углей СССР. М.: Недра, 1975. 247 с.
- Тимофеев П.П.* Юрская угленосная формация Южной Сибири и условия ее образования. — Тр. ГИН АН СССР, 1970, вып. 198. 208 с.
- Тимофеев П.П.* Угленосные формации и их роль в познании осадочного процесса. — Литология и полезные ископаемые, 1972, № 6, с. 14—25.
- Тыжнов А.В.* Геологические запасы углей СССР. — Сов. геол., 1970, № 4, с. 54—65. Топливо-энергетические ресурсы СССР. М.: Наука, 1968. 621 с.
- Тектоника угольных бассейнов и месторождений СССР: В кн.: Сб. докл. / Под ред. Н.И. Погребнова. М.: Недра, 1976. 334 с.
- Угленосные формации и их генезис / Под ред. П.П. Тимофеева. М.: Наука, 1973. 198 с.
- Угленосные формации верхнего палеозоя СССР. — В кн.: VIII Междунар. конгр. по геол. и стратигр. карбона. М.: Недра, 1975. 326 с.
- Череповский В.Ф.* Развитие угольной геологии. — Сов. геол., 1977, № 11, с. 34—45.
- Шарудо И.И.* История позднемезозойского угленакпления на территории Дальнего Востока. Новосибирск: Наука, 1972. 250 с.

## ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ ГРАФИТООБРАЗОВАНИЯ

Графиты являются ценнейшим полезным ископаемым, широко используемым во многих отраслях промышленности вплоть до атомной, где они служат замедлителями нейтронов в атомных котлах. Это и явилось основной причиной повышенного к ним интереса как в прошлое, так и в настоящее время. В промышленности нашли широкое применение не только природные графиты, но и графиты, полученные искусственно.

В природе графиты образуются в различных условиях. Довольно многочисленную группу составляют графиты, возникшие в результате реакции разложения УВ:  $C_xH_y \rightarrow C_x + H_y$  (в окислительной обстановке эта реакция идет с выделением воды), или графиты, образовавшиеся путем разложения окиси углерода по реакции Будуара:  $2CO = C + CO_2$  (основным источником CO может служить углерод углей и углистых образований). Образование графитов в этих случаях происходит через газожидкую фазу и в подавляющем большинстве связано с магматическими и гидротермальными процессами.

Другую, не менее значительную группу представляют графиты, образовавшиеся из углей в условиях контактового (магматогенного) метаморфизма. В этом случае переход от угля к графиту осуществляется в твердой фазе, что является принципиальным отличием. Месторождения графита подобного генезиса известны во многих районах мира. Одними из наиболее крупных являются Курейское, Ногинское и Фатьяниховское месторождения, расположенные в Тунгусском угольном бассейне — на Сибирской платформе. В настоящей работе рассматриваются условия образования графитов именно такого типа.

В изучении графитов как крайних членов метаморфизма углей сложились два направления: физико-химическое и геологическое. Первое подразумевает тщательное изучение структуры графитов, ее особенностей и тех необходимых условий, без которых формирование кристаллической решетки графита невозможно. Второе объединяет круг вопросов, связанных с общим геологическим положением графитов и геологическими факторами, обусловившими их образование.

Изучение графитов, кристаллизовавшихся из углей в природных условиях, прежде всего требует получения всесторонней и полной геологической информации, на основе которой можно было бы сделать определенные выводы о характере среды, в которой возможен переход от углей к графитам, и о внешних факторах, которые воздействовали на среду и в той или иной степени способствовали такому переходу. Но для получения полной картины необходимо учитывать и внутренние изменения, происходившие в веществе самого угля под влиянием внешних факторов.

Из сказанного видно, что успешное решение проблемы возможно только при комплексном подходе к ней. Нельзя рассматривать процесс

графитообразования только в свете геологических явлений, с ним связанных, необходимо использовать и те результаты, которые дают детальные физические и химические методы исследования твердых горючих ископаемых. И наоборот, проникая в тайны строения вещества и постигая законы его изменения, нельзя забывать о том, что объектом исследования является прежде всего конкретное геологическое образование.

Изучением строения природных углей и графитов занимались В.С. Веселовский, В.И. Касаточкин, Т.А. Кухаренко, О.И. Гаврилова, А.Б. Травин, М.Д. Шапиро, Л.С. Альтерман, М.Л. Нестеренко, Франклин, Ван-Кревелен и другие исследователи. За долгую историю этого изучения были предложены разные модели строения углей, рассматривались разные пути его совершенствования, однако до сих пор нет единого мнения на этот счет. С учетом взглядов большинства ученых процесс углефикации и естественной графитизации углей в общем виде представляется следующим образом.

Уголь имеет очень сложное химическое строение, но причины сложности в начальный и конечный периоды его "жизни" различны. На начальных этапах существования угля можно говорить о гетерогенном его строении, на конечных — о гомогенном; но гомогенное строение не свидетельствует об упрощении химической структуры угля.

Молодые угли, образовавшиеся из торфа, этого промежуточного звена между первичным растительным веществом и своеобразной горной породой, каковой является уголь, отличаются значительным разнообразием химического состава слагающих их компонентов, отражающим первичную химическую разнородность исходного материала. В свою очередь, этот материал по-разному реагирует на преобразующие факторы.

Зрелые каменные угли являются более однородным по своему химическому составу веществом, но внутренняя структура его имеет настолько сложный и непостоянный характер, что не существует единой формулы, отражающей состав и строение этих углей.

Графит — это уже кристаллическое вещество, состоящее из непрерывного ряда параллельных слоев гексагонально связанных атомов углерода. Расстояние между ними в плоскости равно  $1,42 \text{ \AA}$ , что говорит об ароматической связи, соединяющей углеродные атомы. Таким образом, элементарной ячейкой графита является ароматическое кольцо углерода. Эти конденсированные кольца образуют плоские углеродные сетки.

Образование кристаллического графита из аморфных углей происходит в результате различных физико-химических процессов, протекающих в угле. Характер этих процессов уже достаточно подробно описан, и поэтому авторы отметят лишь те моменты, которые характеризуют собственно графитизацию.

При изучении строения угля часто проводится разделение его на ядерную и периферийную части. Ядерная часть собственно и представляет конденсированные кольца ароматического углерода, к периферийной относятся различные функциональные группы и радикалы.

Соотношение углерода, принадлежащего к ядерной и периферийной частям, не остается постоянным на разных стадиях катагенеза и метаморфизма угля. Если на бурогольной стадии происходит только зарождение конденсированных структур ароматического углерода и основная часть его сосредоточена в боковых цепях, то на каменноугольной стадии наблюдается обратное соотношение. По данным Л.Д. Русьяновой и Л.П. Еркина (1978), при переходе к углям стадии Ж их "ароматичность" возрастает особенно быстро, скачкообразно, в результате чего в угле образуется много новых ядер ароматического углерода. Впоследствии происходит постоянное наращивание сеток конденсированного углерода, которые и лежат в основе строения графита.

В антрацитах, крайних членах метаморфизма углей, "достигается предельное содержание ароматического углерода, упорядоченного в слои. Параллельно уложенные в пакеты, они располагаются вдоль плоскости напластования". Эти выводы В.И. Касаточкин (1969, с. 245) делает главным образом на основе данных рентгеноструктурного анализа. Исследования антрацитов под электронным микроскопом, проведенные авторами, подтверждают такой взгляд на строение высокометаморфизированного угля.

Высокая упорядоченность атомной структуры и текстура антрацитов являются результатом процесса метаморфизма угля и отражают его подготовленность к собственно графитизации, когда происходит "ориентация плоских углеродных сеток и формирование кристаллической структуры графита" (Касаточкин, 1951, с. 1330). Этот процесс требует значительных затрат энергии и происходит в природе в аномальных случаях, например при магматогенном метаморфизме углей.

Таким образом, основной тенденцией изменения структуры угля в процессе катагенеза и метаморфизма является увеличение количества ароматического углерода за счет уменьшения доли других форм элемента, представленного в виде ядер конденсированного углерода, размеры которых  $\mu\text{м}$  ступ в ходе углефикации. Но процесс этот не является плавным, также как резок и процесс графитообразования — этот переход в качественно новое состояние.

Так, уже давно внимание исследователей было обращено на характер изменения многих физических и химических свойств углей на стадиях МК<sub>3</sub>-МК<sub>4</sub> (Ж-К). В отличие от однонаправленного изменения элементного состава и выхода летучих веществ удельный вес, хрупкость, скорость распространения ультразвука, пластические и некоторые другие свойства изменяются по кривым, имеющим max или min в средней области углефикационного ряда. Но и изменения химического состава угля, которые выражаются в закономерном увеличении доли углерода при одновременном сокращении содержания кислорода, водорода и других элементов, а также уменьшение выхода летучих веществ осуществляются неравномерно. На начальных этапах углефикации происходит быстрое изменение названных параметров, в средней же области преобразования углей происходит перелом, после которого значительно замедляется темп этих изменений. Сказанное позволяет предполагать, что на стадиях МК<sub>3</sub>-МК<sub>4</sub> (Ж-К) уголь вступает в качественно новый этап своего развития.

Геологическая сторона вопроса графитообразования может быть показана на примере Тунгусского бассейна. Месторождения графита здесь известны очень давно, и еще в прошлом веке производилась их несистематическая разработка.

Тунгусский бассейн занимает огромную площадь в западной части Сибирской платформы, превышающую 1 млн. км<sup>2</sup>, в его недрах сосредоточены самые крупные запасы углей и значительные месторождения графитов. Угленосная толща бассейна относится к среднему карбону (намюр) — верхней перми и представлена песчаниками, алевролитами, аргиллитами, их углистыми и туфогенными разностями, углями, конгломератами, глинистыми известняками, туффитами. Общая мощность этих отложений равна 700 м.

Для Тунгусского бассейна характерно широкое развитие основного траппового магматизма, проявившегося в накоплении над угленосной толщей туфогенных образований до 500 м в южной его части и мощных лавовых образований до 3000 м и более — в северной части, а также во внедрении в угленосную толщу многочисленных интрузий долеритов преимущественно в виде силлов и даек различной мощности — соответственно 10–30 м, реже 120–150 м и от нескольких десятков сантиметров до 50–60 м.

Формирование трапповой формации сопровождалось различными изменениями пород угленосной толщи. Именно с влиянием интрузивных траппов (долеритов) связано проявление контактового (магматогенного) метаморфизма углей, разнообразно представленного в бассейне. Наличие крупных залежей графитов в Тунгусском бассейне также является результатом контактового воздействия интрузивных траппов на угольные пласты.

Контактные явления были наложены на проявившийся до этого региональный (геотермический) метаморфизм углей, обусловивший наличие широкой гаммы изменения углей от бурых до полуантрацитов и антрацитов, распределение которых на площади и в разрезе подчиняется определенным закономерностям. Нарушение этих закономерностей в узких локальных контактовых зонах долеритов позволяет определить величину этих зон.

Непосредственному изучению графитообразования в Тунгусском бассейне уделено незначительное внимание. Это работы В.П. Солоненко (1951) и Т.В. Марининой (1965). Некоторые исследователи касались попутно вопросов графитообразования при изучении явлений контактового метаморфизма Тунгусского бассейна (О.И. Гаврилова, А.Б. Гуревич (1972), М.Н. Годлевский и др. (1962), И.К. Яковлев (1963), Л.Е. Штернберг, В.И. Касаточкин и др. (1961), В.П. Тебеньков (1938)).

В.П. Солоненко (1951), анализируя основные факторы графитообразования, приходит к выводам, в большинстве своем не вызывающим возражений. Но при обобщении данных и региональном прогнозе графитоносности всего Тунгусского бассейна он утверждает, что графитоносная площадь приурочена к прогибу (Нижнетунгусскому). Таким образом, В.П. Солоненко выдвигает на первый план тектонический фактор, так как связывает наличие графитовых месторождений с определенной

структурной единицей, и утверждает, что за пределами графитоносной площади угли геологическими процессами, предшествовавшими внедрению траппов, не были подготовлены к графитизации. Само выделение Нижнетунгусского прогиба было проведено В.П. Солоненко не совсем верно, на что указывают более поздние исследования (Макаренко, 1974).

Т.В. Маринина, изучавшая графиты Ногинского, Курейского и Фатьяновского месторождений Тунгусского бассейна, наибольшее внимание уделила вещественному составу графитов. На основе петрографических признаков ею выделено 4 вида графитов и установлено содержание каждого из них в рассмотренных месторождениях. Имеющиеся отличия, а также определенные черты сходства в строении графитов разных районов позволили Т.В. Марининой сделать некоторые выводы по их генезису. Но если результаты ее петрографических исследований представляют большой интерес, то выводы о происхождении графитов носят умозрительный характер.

В.П. Тебеньков был одним из первых исследователей, занимавшихся изучением углей Тунгусского бассейна и их метаморфизма. Затрагивая в связи с этим вопросы графитизации углей, он признает одним из основных факторов вышеназванного процесса состав интрузивных траппов и указывает на то, что наибольшее метаморфизирующее действие оказывают амфиболитизированные и гиперстеновые траппы, богатые летучими компонентами. Он также отмечает, что метаморфизм углей, в том числе и графитизация, зависит от расположения данной залежи по отношению к "эруптивному центру", при приближении к которому температура магмы возрастала.

Касаясь той же проблемы формирования графитов, как одного из возможных продуктов контактового изменения углей, Л.Е. Штеренберг, В.И. Касаточкин и другие (1961) отмечают, что внедрение траппов происходило в уже измененную угленосную толщу. Конечными продуктами в этом случае могли быть графиты или натуральные коксы. Практически при прочих равных условиях (под которыми подразумевается высокая температура, действующая в течение короткого интервала времени в сравнении с региональным метаморфизмом) возникновение графитов названные авторы объясняют наличием достаточно высокого статического давления вышележащей толщи, что препятствует уходу летучих компонентов.

Анализируя основные факторы контактового метаморфизма углей, О.И. Гаврилова и А.Б. Гуревич (1972) отмечают, что ведущая роль в этом процессе принадлежит температуре, создаваемой интрузией в контактовой зоне (700—1000°С), и высокой скорости прогрева осадочной толщи. Степень же контактового метаморфизма углей зависит от степени доконтактового их изменения. Образование графитов на контакте эти авторы связывают не только с воздействием на угли высоких температур (1000°С), но и "интрузивного давления", которое составляет 1500—1800 атм.

Так же оценивает благоприятную для графитизации обстановку и И.К. Яковлев (1963). Но он еще одним из необходимых условий назы-

вает "степень герметичности системы и активность среды", в которой происходят тепловые и химические преобразования.

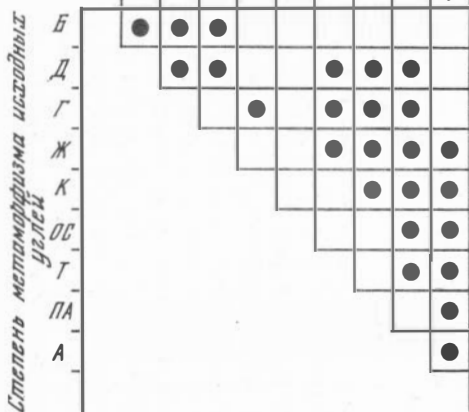
Появление графитов на непосредственном контакте с интрузивными траппами является следствием устойчивого прогрева угленосной толщи до 700–1000°С в течение относительно длительного времени и воздействия высокого давления. К такому выводу пришли М.Н. Годлевский, Г.С. Кравцов и В.М. Сливко (1962). Изменение одного из этих параметров может привести, по их мнению, к возникновению других крайних членов "термометаморфизма углей" в контактовой зоне – натурального кокса или термоантрацита.

Даже такой неполный обзор взглядов на проблему графитообразования показывает, что все названные исследователи очень близки в оценке тех условий, при которых происходит переход от углей к графитам. Однако вопрос графитообразования нельзя считать полностью решенным. Многие факторы графитизации проанализированы, но, к сожалению, разрозненно, что затрудняет создание цельной картины. Так, всеми авторами первостепенное значение придается анализу температуры, давления и времени контактового метаморфизма. Рассмотрение же других факторов проводится не всеми и не всегда. Поэтому и роль отдельных факторов графитизации оценивается по-разному, а весь процесс рассматривается обособленно, в отрыве от других геологических явлений. Видимо, для успешного решения такой задачи необходимо учесть роль всех трех компонентов той системы, в пределах которой осуществляется переход от углей к графитам – углей, вмещающих пород и магматических образований.

В первую очередь следует рассмотреть угли, поскольку они и являются тем исходным материалом, из которого кристаллизуются графиты в процессе магматогенного метаморфизма. Известно, что не все угли, испытавшие контактное воздействие магмы, были превращены в графит. И причина этого состоит не только, а возможно, и не столько в характере источника метаморфических изменений, сколько в состоянии самого угля, попавшего в контактовый ореол интрузии. Речь идет о "подготовленности" вещества угля к графитизации.

Чтобы ближе подойти к решению этого вопроса, авторы изучили большое количество материала о контактовых изменениях углей. Особое внимание обращалось на то, какие угли (по степени метаморфизма) подвергались воздействию интрузий и что получалось в результате такого воздействия. Для наглядности эти данные были нанесены на схему (рисунок). Одна точка может соответствовать нескольким случаям, если исходные параметры и результат были одинаковыми. Следует заметить, что большинство имеющихся на схеме данных относится к Тунгусскому бассейну. При анализе составленной схемы нетрудно заметить, что графиты являются не обязательным результатом контактового изменения углей, но, видимо, реально возможным, если внедрение интрузивов происходит в области распространения углей, находящихся в стадии МК<sub>3</sub> (Ж) или более высокой. Кстати, ведь именно эта стадия является переломной во всей истории жизни угля (Мазор, Матвеев, 1974). Практически нет данных об образовании графитов из углей стадий Г, Д или тем более Б, кроме

Степень метаморфизма углей после  
контактного воздействия интрузивов  
Б Д Г Ж К ОС Т ПА А Гр



Результаты магматогенного (контактового) метаморфизма углей

тех случаев, когда появляются тонкие каемки графитов на непосредственном контакте или изолированные линзы графитов небольшой мощности в виде ксенолитов внутри интрузивных тел (р. Катарамба). Такая графитизация не является полной, имеет очень ограниченное распространение и не относится к рассматриваемым нами случаям.

При анализе вмещающих пород наибольшее внимание следует обратить на характер пере-

крывающей толщи. Неоднократно выдвигалось предположение, что наличие мощной перекрывающей толщи служит благоприятным фактором образования графитов из углей, поскольку препятствует уходу летучих веществ и создает "герметичную систему". Но надо заметить, что это объяснение справедливо лишь в частном случае. Существование герметичной системы связано прежде всего с изолирующими свойствами перекрывающей толщи, т.е. с присутствием в ней флюидоупоров, которые и выступают в роли основных термоизоляторов. Такое объяснение необходимости перекрывающих отложений с определенными свойствами является, на наш взгляд, более общим и выдвигается как один из факторов графитообразования.

Как дополнение к сказанному уместен и вывод, сделанный М.Н. Годлевским, Г.С. Кравцовым и В.М. Сливко (1962), относительно состава вмещающих пород, который влияет на характер распространения тепла, привнесенного магмой, и, таким образом, определяет тепловой режим в окружающем пространстве, что в конечном счете играет немаловажную роль.

Говоря о роли вмещающих пород в графитообразовании, нельзя обойти стороной спорный вопрос о необходимости "прокладки" осадочных пород между угольным пластом и интрузивом. Одни считают обязательным наличие такой "прокладки" для образования графита (Солоненко, 1951), другие в качестве одного из факторов этого процесса выдвигают непосредственный контакт угля с интрузивной магмой (Годлевский и др., 1962). Принимая все это во внимание и учитывая результаты собственных наблюдений, авторы пришли к выводу, что вопрос этот не должен решаться столь однозначно. В подавляющем большинстве случаев наблюдается образование графита при непосредственном контакте интрузива с угольным пластом, а также в тех случаях, когда мощность прослой осадочных пород мала, чтобы оказывать ощутимое воздействие на распространение тепла интрузии.

В-третьих, нужно рассмотреть магматические образования, формирование которых и является причиной, вызывающей графитизацию.

Довольно распространено мнение, что состав интрузивной магмы во многом определяет результат ее контактового воздействия на угли. Предпочтение в этом, как правило, всегда отдавалось дифференцированным интрузиям с большим количеством летучих веществ. Дело в том, что внедрение именно интрузивов этого типа сопровождается наиболее сильным контактовым метаморфизмом и не удивительно, что в ассоциации с ними чаще всего встречаются графиты. Видимо, состав интрузива не играет решающей роли в описываемом явлении и большее значение принадлежит мощности интрузива, температуре магмы в момент ее внедрения, времени остывания магмы, т.е. времени воздействия ее на вмещающие породы и угли, а также взаимоотношению положения интрузива и пласта угля. В конечном счете действие этих факторов определяет характер теплового режима околоинтрузивного пространства, который и оказывает влияние на ход контактового метаморфизма угля и возможное превращение его в графит.

Мощность интрузива и время его остывания тесно связаны между собой (время кристаллизации, а значит, и остывания в определенной степени зависит от дифференцированности интрузива и количества содержащихся в магме летучих веществ). Чем больше мощность интрузивного тела, тем больше времени требуется на его остывание, а значит, в течение более длительного периода он будет оказывать тепловое воздействие на окружающие породы. Как показывают наблюдения, крупные залежи графита связаны именно с мощными интрузивными образованиями, становление которых вызывало значительные преобразования в интродуцируемых толщах. Это положение подтверждается и результатами экспериментального изучения эволюции биогенного углерода (Горохов и др., 1973). Такие исследования проводились во Всесоюзном научно-исследовательском институте синтеза минерального сырья, где было изучено воздействие температуры, давления и времени на характер преобразования органического вещества. Одним из выводов к данной серии опытов был вывод о том, что время приложения высоких температур к органическому веществу играет немаловажную роль в процессе графитизации, степень которой возрастает со временем при постоянных температуре и давлении.

Температура магмы в момент ее внедрения является максимальной температурой, которая развивается в интродуцируемой толще, ее можно принять за температуру графитизации. На основании различных данных она оценивается от 700 до 1250°С. Очень трудно точно определить этот параметр, тем более, что он не будет оставаться постоянным, а изменяется в каждом конкретном случае в зависимости от общей геологической ситуации. Но наиболее вероятной представляется температура не менее 900°С.

Вопрос о взаимоотношении положения интрузива и угольного пласта решается обычно в пользу пластовых и пологозалегающих тел. Именно такие магматические образования оказывают наибольшее тепловое воздействие на окружающие породы, и прежде всего на вышележащие. Доста-

точно напомнить геологические ситуации в Курейском и Ногинском районах, где крупные залежи графитов образовались за счет подстилающих угленосную толщу мощных интрузивных тел, а также ряд других случаев, подтверждающих это положение.

На основе сказанного можно сделать вывод о том, что при благоприятном сочетании состава и мощности угленосной толщи и характера магматизма успешный ход процесса графитообразования возможен в областях развития средне- и высокометаморфизованных углей (не ниже МК<sub>3</sub> (Ж) стадии). Используя прогнозные карты метаморфизма углей Тунгусского бассейна, построенные для карбона, нижней и средней перми, можно наметить области, перспективные для поисков графитов. Они приурочены к северо-западной части бассейна, где распространены угли наиболее высоких степеней изменения.

Выводы о факторах, необходимых для графитообразования, сделаны для Тунгусского бассейна, однако их можно считать правомерными и для других угольных бассейнов, в развитии которых приняли участие магматические образования.

## ABSTRACT

Graphites are very valuable minerals, they are broadly used in many branches of industry.

However questions of sedimentary graphite formation have been poorly developed, and there are no criteria for graphite prospecting.

The given work is based on study of geologic factors of graphite formation in Tungusskiy basin — one of the most interesting world basins. It occupies a large area in the western part of the Siberian platform exceeding one million km<sup>2</sup>.

Coal measures of the basin are of Middle Carboniferous — Late Permian age; they are interrupted by abundant intrusions of Triassic trapp formation which had produced considerable contact changes of coals and host rocks up to the graphite appearance.

Contact phenomena were superimposed on previous regional (geothermal) coal metamorphism, which resulted in a wide range of coal alterations from brown coals to semi-anthracites and anthracites, whose areal and sequential distribution followed definite regularities.

Formation of large graphite deposits apparently took place when coals that reached МК<sub>3</sub> (Fettkohle) and higher stages were affected by thermal influence.

At previous stages, chemical and physical coal structure does not provide formation of crystalline lattice, even under the influence of high temperatures, which act in contact zone of intrusion.

Thermal regime created by intrusive body itself takes an important part in graphite formation.

The most metamorphic influence show powerful differential intrusions rich in volatile components, whose temperature in the moment of intrusion exceeded 950—1000°C.

High thermal potential in the near intrusive zone was supported owing to the presence of caprocks in overlaying beds; this allows to consider rocks including coals to be one the main factors of graphite formation.

It must be mentioned that in most favourable conditions for graphite formation were coal seams occurring above intrusions or on contact with powerful xenoliths and having either direct contact or separated from intrusion only by a thin interlayer of sedimentary rocks.

On the basis of conclusions about the main factors of graphite formation from coals in conditions of contact (magmatogene) metamorphism, the most perspective areas on graphite can be distinguished in Tunguskiy basin.

These theses may be applied to other basins of the World with similar geologic conditions.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Гаврилова О.И., Гуревич А.К.* О факторах контактового метаморфизма угленосных отложений. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1972, № 4, с. 136–144.
- Годлевский М.Н., Кравцов Г.С., Сливко В.М.* Вопросы теплообмена интрузива и вмещающих пород и контактовый термометаморфизм углей вблизи трапповых интрузивов. — Геол. и геофиз., 1962, № 2, с. 6–24.
- Горохов С.С., Петрова Н.И., Коваленко В.С.* Экспериментальное изучение эволюции биогенного углерода при высоких температурах и давлении. — ДАН СССР, 1973, т. 209, № 1, с. 197–200.
- Касаточкин В.И.* Некоторые вопросы исследования тонкой структуры ископаемых углей. — Изв. АН СССР. ОН, 1951, № 9, с. 1321–1334.
- Касаточкин В.И.* Элементы структурной химии углей. — В кн.: Структурная химия углерода и углей. М.: Наука, 1969, с. 235–248.
- Мазор Ю.Р., Матвеев А.К.* Изменения углей и вмещающих их пород. — Литология и полезные ископаемые, 1974, № 6, с. 68–80.
- Макаренко Г.Ф.* О прогибании Тунгусской синеклизы в позднем палеозое и триасе. — Тр. Томск. ун-та, 1974, т. 232, с. 144–148.
- Маринина Т.В.* Геология, вещественный состав руд и генезис графитовых месторождений западной части Сибирской платформы: Автореф. дис. . . . канд. геол.-мин. наук. Л., 1965.
- Русьянова Л.Д., Еркин Л.П.* Новые данные о химическом строении углей. — Химия твердого топлива, 1978, № 4, с. 29–35.
- Солоненко В.П.* Геология месторождений графита Восточной Сибири и Дальнего Востока. М.: Госгеол издат, 1951, 381 с.
- Сравнительное изучение углей различных типов метаморфизма/ Л.Е. Штеренберг, В.И. Касаточкин, Ю.Р. Мазор, К.Т. Мазанкина, Д.А. Виталь. — Изв. вузов. Геол. и разведка, 1961, с. 60–74.
- Тевельков В.П.* К вопросу о метаморфизме углей низовьев р. Н. Тунгуски. — Пробл. Арктики, 1938, № 56, с. 61–76.
- Яковлев И.К.* Закономерности распространения углей различной степени метаморфизма в пределах западной окраины Тунгусского бассейна. — Сов. геол., 1963, № 12, с. 53–67.

Б.А. СОКОЛОВ

## **ЭВОЛЮЦИЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ**

Характерной особенностью современного этапа поисков месторождений нефти и газа является значительное их усложнение, связанное с освоением акваторий, больших глубин, труднодоступных и геологически сложно построенных регионов. Все это требует дальнейшего развития и совершенствования как теории нефтегеологического районирования и оценки перспектив нефтегазоносности, так и методики ведения нефтегазописковых работ. Определенные возможности в этом отношении связаны с усилением историко-генетических разделов учения о нефтегазоносных осадочных бассейнах.

Исторический подход в нефтегазовой геологии в общей форме появился достаточно давно. Его элементы присутствуют уже в труде основоположника советской нефтяной геологии академика И.М. Губкина "Учение о нефти", опубликованном в 1932 г.

Однако, лишь в последние 10 лет, благодаря успехам в развитии теории нефтегазообразования и установлению причинно-следственных связей между процессами катагенеза осадочных пород и образования нефти и газа, а также вследствие общего прогресса наших знаний о закономерностях развития земной коры и ее осадочного чехла, исторический подход стал достаточно широко использоваться для комплексного решения вопросов нефтегазообразования, нефтегазонакопления и поисков залежей нефти и газа.

Одной из задач теоретической нефтегазовой геологии является выяснение связей между размещением нефтегазовых скоплений в нефтегазоносных бассейнах и историей формирования, направленностью и уровнем развития этих бассейнов с целью выработки практических рекомендаций по повышению эффективности поисковых работ на нефть и газ.

Такой подход следует рассматривать как эволюционно-генетическое направление учения о нефтегазоносных бассейнах. Теоретической базой этого направления являются два важнейших принципа: первый, И.О. Брода, — о том, что нефтегазоносность генетически связана с областями длительного и устойчивого осадконакопления, т.е. с осадочными бассейнами (Брод, 1947); второй, Н.Б. Вассоевича, — о том, что нефть и газ являются закономерным результатом (продуктом) прогрессивного литогенеза осадочных пород (Вассоевич, 1967).

Сейчас становится совершенно очевидным, что нефтегазоносность недр обусловлена эволюцией большинства факторов, определяющих условия образования, перемещения и накопления УВ.

Так, нефтегазообразование рассматривается как необратимый, направленно развивающийся процесс, определенным образом ограниченный в пространстве и во времени. Именно это предопределило возникновение теории стадийности нефтегазообразования, основой которой явились

представления о главной фазе и главной зоне нефтеобразования (ГФН и ГЗН) и о вертикальной зональности размещения скоплений газа и нефти (рис. 1 см. вкл.).

В разрезе осадочного бассейна выделяется 5 генетических зон: биохимическая газообразования, верхняя нефтегазообразования, главная нефтеобразования, нижняя нефтегазообразования и термokatалитическая газообразования, каждая из которых характеризуется только ей присущими термобарическими условиями и степенью катагенеза. Главная зона, соответствующая зоне проявления ГФН, отвечает температурному интервалу 60—125°С, обычно располагающемуся на глубинах от 2 до 5 км. В ее пределах отложения находятся на уровне среднего катагенеза, по Н.Б. Васоевичу, отвечающему грациям  $МК_1$ ,  $МК_2$ ,  $МК_3$  (что соответствует катагенезу углей марок Д, Г, Ж), или в единицах отражательной способности витринита от 0,6 до 1,2, или в единицах *ЛОМ* от 7 до 11. В зоне действия ГФН происходит наиболее интенсивное новообразование УВ и их эвакуация. Этому способствует определенная стадийность в изменении свойств глинистых пород, приводящая к их уплотнению и гидратации, и песчаных, способствующая улучшению их коллекторских свойств, имеющих место как раз на глубинах развития среднего катагенеза (зона оптимальных коллекторов по Н.А. Минскому, 1975).

Таким образом, существует генетическая связь между историей погружения осадочных пород, стадийностью углеводородообразования и стадийностью формирования коллекторских свойств. Катагенез нефтематеринских и нефтегазовмещающих пород развивается в сторону создания на определенном уровне благоприятных условий для генерации УВ, их эвакуации и миграции по коллекторским горизонтам. Это находит подтверждение в вертикальной зональности размещения скоплений нефти и газа, а также в статистике распределения залежей и запасов нефти, максимальное количество которых располагается несколько выше положения главной зоны нефтеобразования.

Основными факторами катагенеза осадочных пород являются температура, давление, геодинамическое напряжение, а также время. Особенно заметна роль температуры. Наиболее высокими значениями геотермического градиента характеризуются рифтовые и геосинклинальные зоны, которые являются также и областями мощного осадконакопления.

Термобарическая история нефтематеринских пород может развиваться различными путями. Наиболее обычным является постепенное погружение в зоны действия все более высоких температур и постепенное "термическое созревание" пород. В этом случае мы имеем дело со статическим катагенезом (статокатагенез). В подвижных, тектонически активных зонах заметное дополнительное влияние на процессы катагенеза оказывают тектонические движения, стрессовые напряжения, внедрения интрузивных тел, сейсмические нагрузки — все они заметно повышают степень катагенеза. Катагенез за счет совокупного действия динамических нагрузок нами выделяется под названием динамокатагенеза (Соколов, 1977).

На процессы катагенетического изменения и формирования нефтегазогенерирующих и нефтегазовмещающих толщ заметное влияние оказывают также тип исходного органического вещества, его количество, темп

накопления осадков, скорость погружения, степень компенсированности погружения осадконакоплением, характер переслаивания и литология формирующегося осадочного разреза. В частности, в океанах, где темп осадконакопления низкий, а процессы литогенеза замедлены, даже при мощности осадков в 2 км отложения не выходят за уровень раннего катагенеза и не входят в ГЗН.

Для нефтегазоносности недр немаловажное значение имеют пространственно-временные соотношения между частью нефтематеринской свиты, которая находится в условиях главной фазы нефтеобразования, — выделяется нами под названием очага нефтегазообразования — и зонами возможного нефтегазонакопления. Предлагается различать три типа пространственных соотношений: совмещенный, когда зоны накопления располагаются в контуре очага; периферийный, когда зоны размещаются по периферии контура; разобщенный, когда зоны нефтегазонакопления расположены далеко за пределами контура.

По времени формирования зоны нефтегазонакопления могут быть догенерационными (до начала генерации УВ), сингенерационными и постгенерационными.

Из вышесказанного нужно сделать ряд выводов. Первый состоит в следующем: нефтегазоносность региона является результатом пространственно-временного соответствия проявления факторов, определяющих условия образования, перемещения и накопления УВ. Если эти факторы проявляются в максимальном выражении и при оптимальной пространственно-временной взаимосвязи друг с другом, то результатом этого при данных конкретных условиях будет максимальная нефтегазоносность. Несовпадение проявления этих факторов, разобщенность их действия в пространстве и времени будут отрицательно сказываться на характере нефтегазоносности.

Другой важнейший вывод заключается в том, что нефтегазоносность недр — как закономерный результат направленного необратимого процесса трансформации нефтегазогенерирующих и нефтегазовмещающих пород и аккумулирующих УВ элементов — есть следствие жизни осадочного бассейна или, другими словами, нефтегазоносность есть свойство осадочного бассейна, которое закономерно проявляется на определенных этапах его существования. В ходе эволюции осадочный бассейн становится вначале газоносным, затем нефтегазоносным. Если процессы нефтегазообразования замирают, то бассейн превращается в остаточно-битуминозный.

Третий вывод заключается в том, что нефтегазоносный бассейн — это основная единица нефтегеологического районирования.

Под нефтегазоносным бассейном, представляющим собой историко-генетическую автономную саморазвивающуюся геологическую систему, понимается область устойчивого и длительного прогибания земной коры, приводящего к формированию тела осадочных пород, состав, литогенез, строение и условия залегания которых обуславливают образование, накопление и сохранность в них промышленных скоплений нефти и газа. Эволюция осадочного бассейна, превращение его в нефтегазоносный является достаточно сложным и длительным прерывисто-непрерывным процессом.

Исходя из представления о том, что нефтегазоносность есть результат эволюции осадочного бассейна, а особенности строения и формирования осадочных бассейнов предопределяются законами развития основных геоструктурных элементов литосферы, нами предложена историко-тектоническая классификация НГБ, учитывающая не только тектоническое положение бассейна, что делалось многими исследователями и до этого, но и уровень развития, на котором находится бассейн. Такой подход позволяет выявлять генетические связи, существующие между бассейнами разных классов, и устанавливать генетические ряды бассейнов.

Согласно современным представлениям, платформенный осадочный чехол формируется в результате взаимодействия горизонтальных раздвиговых движений и значительных вертикальных погружений. Намечается трехстадийная последовательность его формирования, включающая рифтовую<sup>1</sup>, синеклизную и орогенную стадии (рис. 2). Первая из них находит свое выражение в формировании узких и протяженных грабеновых структур, получивших название рифтов (щелей), тафрогенов (рвов), авлакогенов (борозд) или схизогенов (трещин). Сопоставление строения авлакогенов и тафрогенов с рифтовыми системами позволило прийти к выводу, что первые являются ископаемыми аналогами современных рифтовых образований.

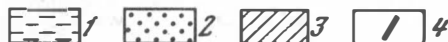
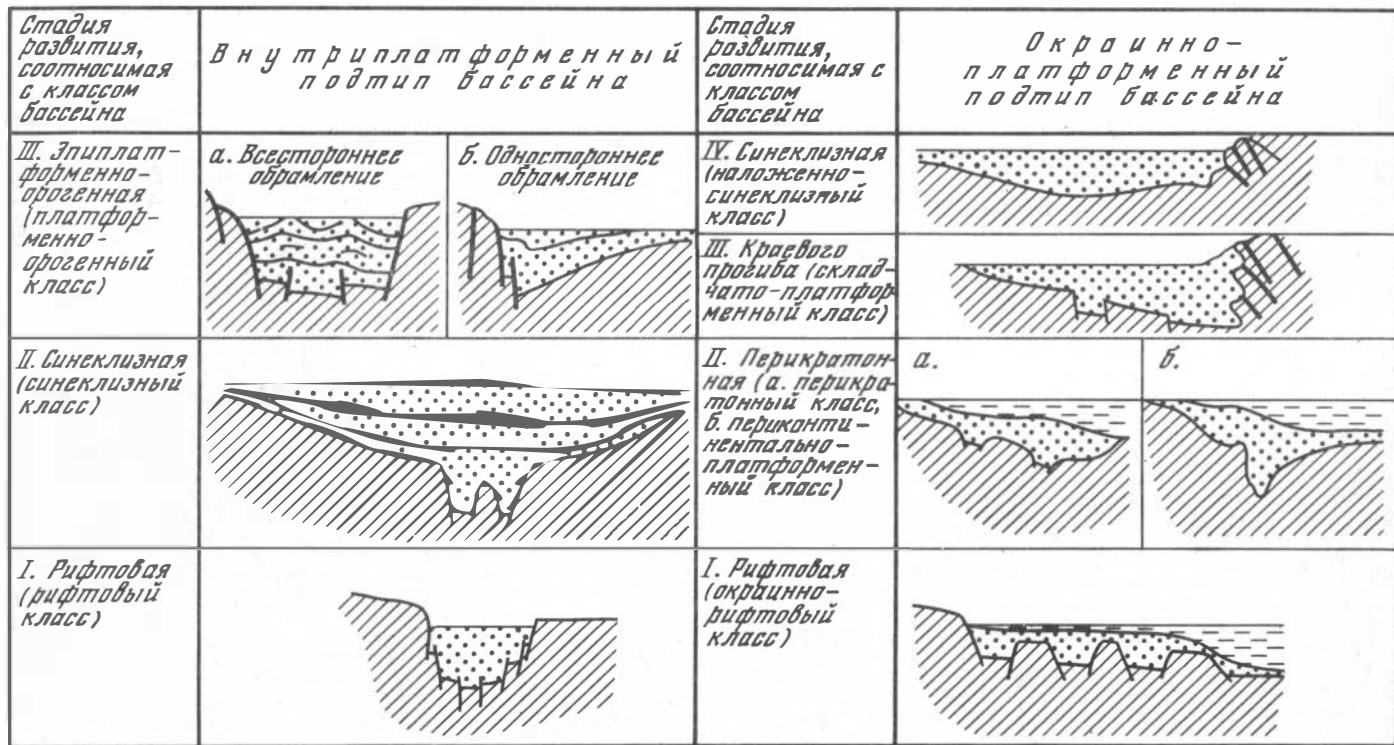
Континентальные рифтовые системы ветвятся в плане и протягиваются на многие сотни и тысячи километров. Ширина рифтов составляет 40–50 км при вертикальной амплитуде от 1 до 7 км. Земная кора континентальных рифтов характеризуется заметным утонением до 20–30 км, подъемом поверхности Мохоровичича, увеличенной мощностью осадочного слоя. Заметную роль играет базальтовый вулканизм, хотя он встречается не повсеместно. Все рифтовые зоны отличаются аномально высокими значениями тепловых потоков.

Погребенные рифтовые системы устанавливаются в основании осадочных чехлов многих древних и молодых платформ. Такие системы располагаются как во внутренних частях континентов, так и по периферии, на сочленении платформа – океан, а также непосредственно переходят в рифты срединно-океанических хребтов.

Формирование рифтовых структур сопровождается накоплением различных типов отложений, причем при быстрых раздвиговых движениях и вертикальных погружениях и при отсутствии вулканизма имеет место некомпенсированное прогибание, приводящее в условиях аридного климата к появлению рифовых и эвапоритовых формаций.

Рифтовая стадия сменяется синеклизной. Обычно рифтовые зоны являются центрами наиболее глубокого погружения. Для внутренних частей платформ процесс формирования синеклиз характеризуется определенной симметрией процесса: более энергичным прогибанием в центре и замедленным к периферии. Намечаются две подстадии формирования синеклиз. Ранняя характеризуется преобладанием погружения над подъемом, обширными морскими трансгрессиями, накоплением морских терригенных и карбонатных отложений. Поздняя подстадия отличается

<sup>1</sup> Рифтовой стадии предшествует раннеплатформенная.



Р и с. 2. Направленность развития платформенных нефтегазоносных бассейнов  
1 — вода; 2 — осадочные породы; 3 — фундамент; 4 — разломы

преобладанием регрессий, широким развитием перерывов, накоплением как морских, так и континентальных отложений.

В краевых частях платформ синеклизиная стадия формирования чехла определяется в первую очередь развитием сопряженных с платформой геосинклинальных и океанических прогибов. На этой стадии образуются асимметричные перикратонные и периконтинентально-платформенные прогибы. В направлении к периферии увеличивается мощность пород, прибрежно-континентальные отложения замещаются морскими терригенно-карбонатными. При некомпенсированном прогибании могут формироваться рифы.

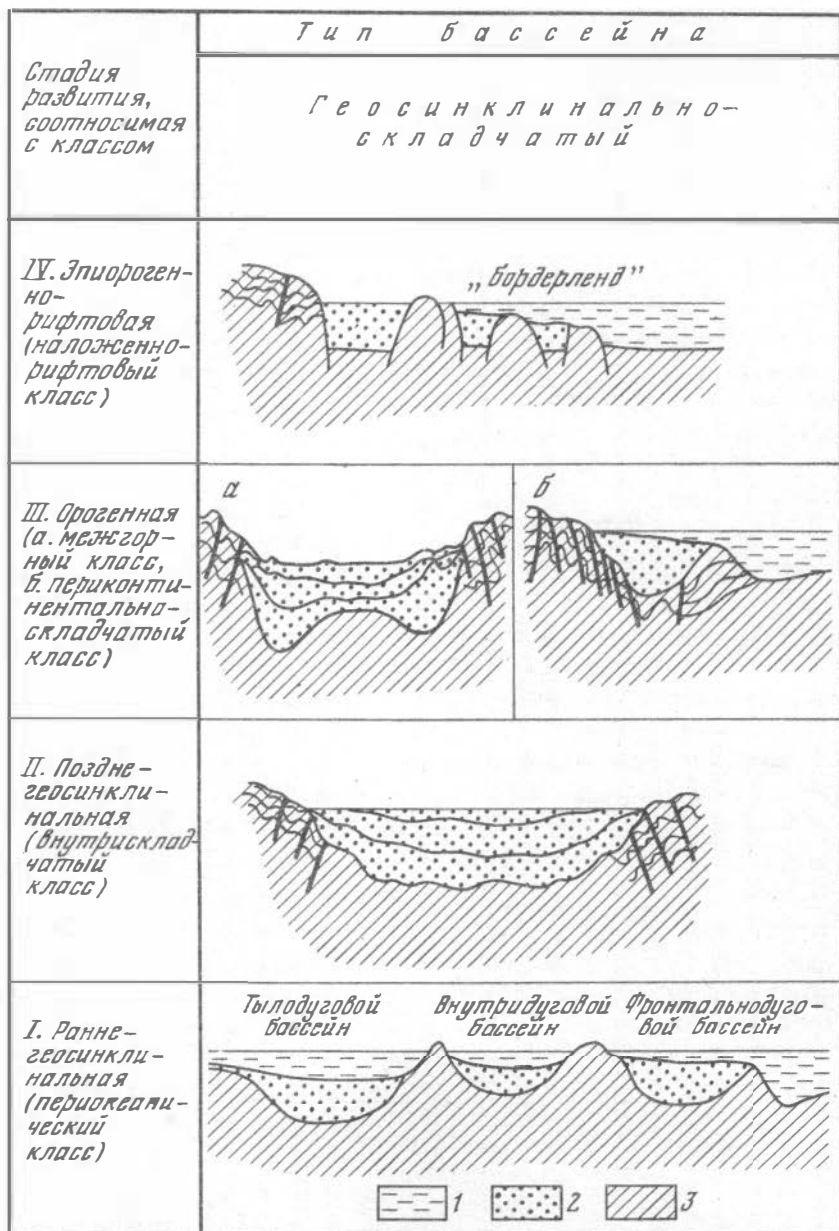
Орогенная стадия характеризуется наличием разнонаправленных вертикальных движений, приводящих к созданию межгорных и предгорных прогибов, заполняемых мощными молассовыми толщами. Межгорные прогибы платформ обязаны своим появлением эпиплатформенному орогенезу.

Предгорные прогибы возникают или в результате взаимодействия отдельных плит с эпиплатформенными орогенами, или в результате возникновения эпирифтового инверсионного вала и превращения его в горное сооружение, или в результате процесса эпигеосинклинального орогенеза в приплатформенных геосинклинальных прогибах. Таким образом, формируются асимметричные депрессии с односторонним горным обрамлением. Максимальные мощности отложений отмечаются непосредственно у горного борта, имеющего в первом случае природу разломно-блоковую, во втором — блоково-складчатую и в третьем — нарушенно-складчатую.

Для геосинклинальных частей земной коры накопление мощных осадочных толщ является неременным условием, причем характер этих отложений находится в определенном соответствии со стадийностью геосинклинального процесса. Этот процесс состоит из двух основных этапов: собственно геосинклинального и орогенного (рис. 3).

Геосинклинальный процесс начинается на коре океанического типа, продолжается в переходных зонах с корой субокеанического и субконтинентального типов образованием структуры островных дуг и завершается на коре континентального типа созданием мощных складчатых орогенных систем. Обобщенная модель строения островной дуги включает глубоководный желоб, аккреционный блок, фронтальную вулканическую и остаточную-вулканическую дуги, междуговой прогиб. В тылу остаточной дуги располагается окраинный бассейн с высоким или нормальным тепловым потоком, компенсированный или некомпенсированный осадками. Осадочные бассейны формируются также перед фронтальной дугой и между дугами. Накапливаются терригенно-карбонатные и специфические туффито-диатомитовые толщи. Зрелая стадия геосинклинального процесса протекает в условиях сжатия, дифференциации обстановок осадко-накопления и формирования гранитного слоя.

Орогенный этап приводит к возникновению горных сооружений и появлению межгорных и краевых прогибов. Существование первых в значительной степени определяется срединными массивами. В зависимости от размеров срединных массивов и их гипсометрического положения над ними или на сочленении массива с горным сооружением (тыловые



Р и с. 3. Направленность развития нефтегазоносных бассейнов геосинклинальных и складчатых областей

1 — вода; 2 — осадочные породы; 3 — фундамент

Историко-тектоническая классификация нефтегазоносных бассейнов

| Тип                              | Подтип                 | Класс   | Примеры бассейнов   |   |
|----------------------------------|------------------------|---|---|---|
| Платформенный                    | Внутриплатформенный    | Рифтовый  | Суэцкий, Рейнский   |   |
|                                  |                        | Синеклизный   | Североморский, Западно-Сибирский, Средне-Русский, Мичиганский, Балтийский, Тунгусский |   |
|                                  |                        | Платформенно-орогенный: с односторонним обрамлением | Южно-Мангышлакский, Денвер, Паудер-Ривер  |   |
|                                  | Окраинно-платформенный | Окраинно-рифтовый                                   | с многосторонним обрамлением  | бассейны Скалистых гор, Ферганский                        |
| Периконтинентально-платформенный |                        |   | Камбейский, Св. Лаврентия, Восточно-Канадский   |   |
| Складчато-платформенный          |                        | Наложенно-синеклизный                               | Периконтинентально-платформенный  | Ливийский, Северо-Черноморский, Анабаро-Ленский, Маккензи |
|                                  |                        |   | бассейны Атлантического побережья Африки и Южной Америки                              |   |
| Геосинклинально-складчатый       | Геосинклинальный       | Периокеанический: фронтально-дуговой                | Тонга, Бардабос   |   |
|                                  |                        | внутри-дуговой                                      | Вагелкоп, Сулавеси  |   |
|                                  |                        | тыло-дуговой  | Тайваньский, Южно-Охотский  |   |
|                                  | Орогенный              | Периконтинентально-складчатый                       | Внутрискладчатый  | Северо-Сахалинский, Андаманский, Свердруп                 |
| Межгорный                        |                        |   | Южно-Каспийский, Паннонский, Маракаибский, бассейн Адриатического моря, Венский       |   |
| Океанский                        | Микрократонный         | Наложенно-рифтовый                                  | бассейны Западного побережья Северной Америки, Гваякильский                           |   |
|                                  |                        | Внутриблоковый                                      | Лос-Анджелес, Грейт-Велли, Титикака   |   |
|                                  |                        | Межблоковый   | Брокен, Хаттон-Рокколл, Фиджи<br>Рокколл  |   |

прогибы) формируются мощные осадочные бассейны. Кроме того, межгорные бассейны могут быть приурочены к грабен-синклиориям.

Развитие горного сооружения протекает в условиях как сжатия, так и растяжения. В последнем случае возникают узкие рифтовые структуры, а сам процесс, по Е.Е. Милановскому (1975), получил название эпиорогенного рифтогенеза. Эпиорогенные рифты пользуются достаточно широ-

ким распространением, характеризуются интенсивным вулканизмом, повышенными значениями тепловых потоков, мощными осадочными толщами. Возможно, что часть грабен-синклинориев также имеет рифтовую природу.

Своеобразные прогибы, пока слабо изученные, располагаются на границе эпигеосинклинальных орогенов и океанического ложа, отделяясь от последнего глубоководными желобами. Система таких грабен-синклинальных прогибов выделяется вдоль тихоокеанского побережья Южной Америки.

Исходя из вышесказанного, по тектоническому положению и направленности развития, а следовательно, по условиям накопления и преобразования осадочных пород, условиям нефтегазообразования и нефтегазонакопления все бассейны подразделяются на три типа: платформенный, геосинклинально-складчатый и океанский (таблица).

Все выделенные 8 классов бассейнов платформенного типа (около 230 бассейнов) отвечают этапам формирования осадочного чехла в пределах платформ. В целом для бассейнов платформенного типа характерны длительность существования, унаследованность развития и преемственная связь между бассейнами различных классов, значительный стратиграфический диапазон их нефтегазоносности, включающий и отложения докембрия, преобладание статокатагенеза и зон нефтегазонакопления унаследованного развития. Бассейны могут в настоящее время существовать как активно развивающиеся (современная разновидность), так и как остановившиеся в своем развитии (ископаемая разновидность), когда процессы прогибания и накопления отложений в их пределах уже прекратились.

Геосинклинально-складчатый тип (130 бассейнов) образован одним эволюционно-генетическим рядом бассейнов, включающим 5 классов. Выделенные классы отвечают основным этапам формирования геосинклинальных и эпигеосинклинально-орогенных поясов. В целом для бассейнов этого типа характерны относительная краткость существования, отсутствие унаследованности в развитии из-за миграции "ванн" прогибания, конседиментационный и инверсионный характер формирования зон нефтегазонакопления, действие динамокатагенеза, трансформированная вертикальная зональность размещения нефтяных и газовых скоплений. Геосинклинально-складчатые бассейны представлены преимущественно разновидностями, испытывающими современное активное развитие.

Кроме того, выделяется океанский тип бассейнов, представленный только возможно нефтегазоносными бассейнами.

Анализ размещения, строения, развития и нефтегазоносности около 370 бассейнов, выделяемых в пределах осадочного слоя земной коры, показывает, что их существование является непременным условием геодинамического развития основных геотектонических элементов Земли. По своему строению и развитию бассейны образуют определенные генетические ряды — от сравнительно простых, начинающих становиться нефтегазоносными, до сложно построенных нефтегазоносных бассейнов.

Предлагаемая историко-генетическая классификация нефтегазоносных бассейнов отражает систематику бассейнов исходя из направленности их

развития, соотносимого с общими закономерностями формирования осадочного слоя земной коры. Это, в свою очередь, в значительной степени предопределяет как особенности нефтегазогеологического строения, так и присущий данному бассейну нефтегеологический режим. Нефтегеологический режим находит свое выражение в специфике формирования нефтегазоматеринских отложений, положении и времени существования очагов нефтегазообразования, типах зон возможного нефтегазонакопления, пространственно-временных соотношениях последних с очагами нефтегазообразования и особенностях перемещения УВ, что обусловлено спецификой формирования бассейна.

Отсюда можно сделать вывод, что диагностика бассейна, установление его классификационной принадлежности, являются в определенном смысле важными критериями оценки перспектив его нефтегазоносности.

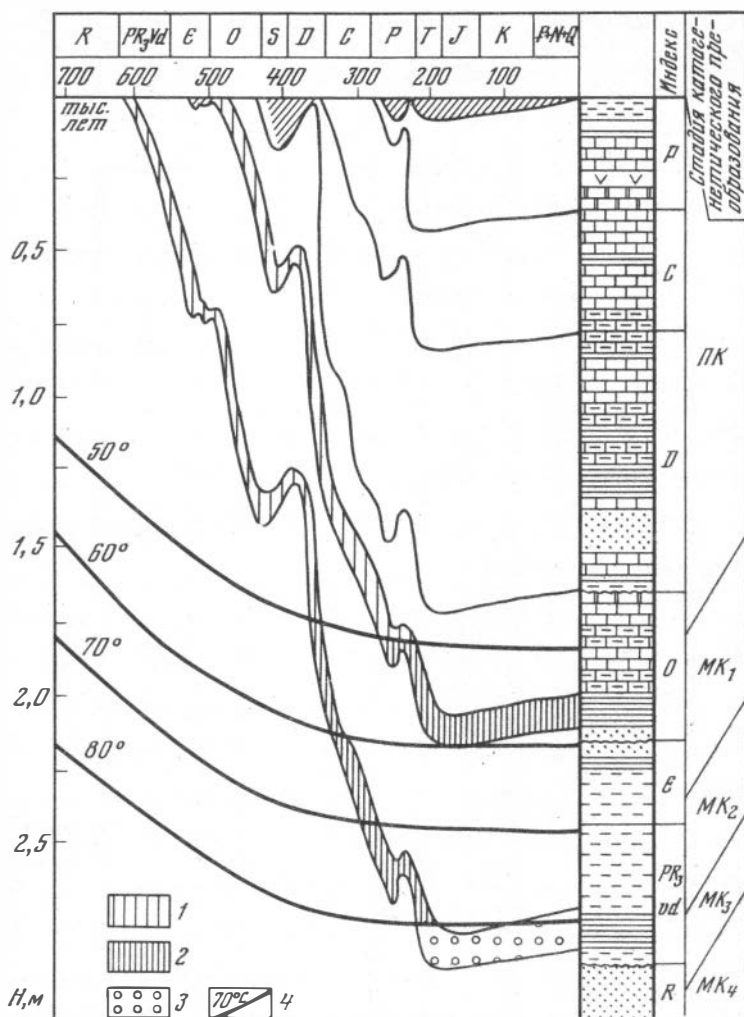
Выявление генетической природы бассейна, направленности и уровня его развития, общих особенностей формирования во многом предопределяют его конкретную нефтегазоносность и конкретные условия нефтегазообразования, эвакуации и миграции углеводородов, формирования залежей, их типа и положения в пространстве, их дальнейшую историю существования.

Как известно, конкретная нефтегазоносность недр зависит от большого количества факторов. Однако важно не только наличие и "работа" этих факторов, но также соотношение их деятельности в пространстве и времени.

Поэтому при оценке перспектив нефтегазоносности и проведении нефтегеологического районирования нефтегазоносных бассейнов или их отдельных частей, выборе площадей под поисковое бурение необходимо устанавливать, помимо всего прочего, пространственно-временные связи условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления. С этой целью в 1971 г. рядом исследователей была предложена система приемов, названная историко-геолого-геохимическим методом. Вскоре Н.Б. Вассоевич уточнил наименование этого метода — *историко-генетический геолого-геохимический*. Он заключается в познании истории образования газа и нефти на фоне истории осадочного бассейна, установления пространственно-временных соотношений между процессами нефтегазообразования, миграции и нефтегазонакопления.

Одним из приемов такого анализа является построение моделей прогрева, позволяющих картировать положение зон равной катагенетической измененности пород, определять временный интервал существования главной фазы нефтеобразования, оконтуривать очаги нефтегазообразования и устанавливать масштаб нефтеобразования (рис. 4). Другим приемом является построение хроно-блоков.

Модель прогрева представляет собой диаграмму, на оси ординат которой откладываются реальный разрез изучаемой площади и значение современных температур, на оси абсцисс — значение абсолютного времени формирования стратиграфических подразделений; затем на диаграмме строятся кривые погружения этих подразделений, показывающие временную последовательность попадания нефтематеринских пород в температурную зону 60—120°С. В результате воссоздается история последо-



Р и с. 4. Модель прогрева отложений Любимской площади (Среднерусский бассейн): 1–3 – нефтематеринские отложения: 1 – не вошедшие в ГФН, 2 – вошедшие в ГФН; 3 – вышедшие из ГФН; 4 – значение палеотемпературы

вательного прохождения нефтематеринскими толщами главной зоны нефтеобразования. Построение модели прогрева по профилям позволяет проследить пространственную эволюцию очагов нефтегазообразования. На ранних этапах они имеют точечный характер, затем приобретают вид овала и центробежно расширяющегося кольца.

Методика построения модели прогрева была применена для познания истории нефтеобразования и оценки перспектив нефтегазоносности Среднерусского, Прибалтийского, Мезенского, Тимано-Печорского, Лено-Виллюйского, Чу-Сарысуйского, Северо-Черноморского и других бассейнов.

Использование моделей прогрева для реконструкции истории нефтеобразования оказалось достаточно удачным и в последние годы широко применяется как у нас в стране, так и за рубежом. Однако метод моделей прогрева имеет три ограничения. Его использование затрудняет наличие длительных перерывов, складкообразовательные процессы и отсутствие сведений о палеотемпературах.

Предложенное нами совмещение на одном чертеже моделей прогрева и изопахического треугольника, названное генерационно-аккумуляционным хроно-блоком, позволяет наглядно и с достаточной степенью достоверности решить вопрос о временных соотношениях процессов нефтеобразования, формирования ловушек.

Для наиболее эффективного использования метода на практике необходимо несколько модернизировать систему размещения глубоких опорно-параметрических скважин. Представляется целесообразным размещение их в виде блок-пары из двух скважин производить по наиболее информативным профилям с освещением как прогнутых участков, так и поднятий.

Бурение связанных научной программой двух опорно-параметрических скважин для решения вопросов нефтегазообразования и нефтегазонакопления позволяет усилить научную обоснованность поисковых этапов и поднимает их кондиционность.

Из вышесказанного можно сделать следующие выводы.

1. Основные черты нефтегазоносности осадочных бассейнов определяются тектоническим положением бассейна и уровнем его развития, что находит свое отражение в предлагаемой классификации бассейнов.

2. Конкретная нефтегазоносность бассейна определяется пространственно-временными соотношениями процессов, контролирующих образование, перемещение, накопление и сохранение нефти и газа.

3. В комплексе методических приемов оценки перспектив нефтегазоносности и генетических методов подсчета прогнозных запасов существенную роль должен играть историко-генетический геолого-геохимический метод изучения нефтегазоносности недр.

## ABSTRACT

Oil and gas content of an area is the result of time-spatial conformity of the action of factors determining the conditions of hydrocarbon generation, transportation and accumulation. The maximum development and optimum time-spatial interrelation of these factors in given conditions result in maximum oil and gas content. The lack of coincidence in the action of these factors, its disconnection in space and time negatively influence oil and gas formation.

According to tectonic setting and direction of evolution and, therefore, to conditions of accumulation and transformation of sedimentary rocks and oil and gas generation and accumulation, all the basins are subdivided into three types; platform basins, geosynclinal-folded basins and oceanic basins.

The platform type (comprising about 230 basins) consists of two evolutionary-genetic series: intraplatform and marginal platform basins. The first series includes the following classes: rift basins, syncline basins and platform-orogenic basins; the second series includes marginal-rift basins, pericratonic, pericontinental-platform, folded-platform and superimposed-syncline basins. All these classes correspond to the steps of the formation of sedimentary mantle within platforms. In general, basins of platform type are characterized by a long existence, inherited evolution and sequential relations between basins of different classes, important stratigraphic range of oil and gas occurrence, including Precambrian beds, predominance of static catagenesis and oil and gas accumulation zones of inherited evolution. Basins can both actively develop at present (a recent variety), and belong to a fossil variety, when subsidence and accumulation of sediments in them has already ceased.

The geosynclinal-folded type (130 basins) contains only one evolutionary-genetic series of basins, including the following classes: peri-oceanic, intrafolded, intermontane, pericontinental-folded and superimposed-rift basins. Two first classes are included into the geosynclinal-folded subtype, three latter — into the orogenic subtype. The distinguished classes correspond to the formation of geosynclinal and epigeosynclinal-orogenic belts. In general, basins of this type are characterized by a relatively short time of existence, lack of inherited features in their evolution due to migration of "bathes" of subsidence, a syndimentary and reversed character of the formation of the zones of oil and gas accumulation, by dynamic catagenesis and transformed vertical zoning of distribution of oil and gas accumulations.

Geosynclinal-folded basins are mostly represented by varieties having an active recent evolution.

Moreover, there is the oceanic type of basins. This type includes only possible oil and gas basins, which are divided into two classes: intrablock and interblock basins included in microcratonic subtype.

The proposed historical-genetic classification of oil and gas basins reflects the taxonomy of basins based on the direction of their evolution in connection with general regularities in the formation of sedimentary mantle of the earth's crust. This, in turn, largely predetermines both the character of petroleum-geological structure and the petroleum-geological regime of a given basin. Petroleum-geological regime is expressed in a specific character of the formation of oil and gas source beds, position and time of existence of the focuses of oil and gas generation, types of the zones of possible oil and gas accumulation, time-spatial relations of the latter with focuses of oil and gas generation and the peculiarities of hydrocarbon movement due to a specific character of the formation of a basin.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Брод И.О. Об основном условии нефтегазоаккумуляции. — ДАН СССР, 1947, т. 51, № 6, с. 595—598.
- Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 135—156.

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

Историко-геолого-геохимический метод оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов / Н.Б. Вассоевич, И.В. Высоцкий, Ю.И. Корчагина, Б.А. Соколов. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1971, № 11, с. 56—60.

*Милановский Е.Е.* Кайнозойский орогенез центральных Анд. — В кн.: Тектоника, сейсмичность и геодинамика юго-восточного обрамления Тихого океана. М.: Сов. радио, 1975, ч. II, с. 76—164.

*Минский Н.А.* Формирование нефтеносных пород и миграция нефти. М.: Недра, 1975. 288 с.

*Соколов Б.А.* Эволюция осадочных бассейнов и ее значение для оценки перспектив их нефтегазоносности: Автореф. дис. . . . докт. геол.-минер. наук. М.: МГУ, 1977.

УДК 553.98.41

Н.Б. ВАССОЕВИЧ, Б.П. НАЗАРЕВИЧ, И.А. НАЗАРЕВИЧ

## **ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ИСТОРИКО-ГЕНЕТИЧЕСКОГО МЕТОДА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВРЕМЕНИ ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ВОСТОЧНО-МАНЫЧСКОМ ПРОГИБЕ**

К числу практически важных задач, стоящих перед разведчиками недр; относится определение времени формирования скоплений нефти и (или) газа, позволяющее повысить достоверность оценки перспектив нефтегазоносности региона.

Понятие о времени формирования залежей нефти (газа) связано с другими временными (возрастными) понятиями — о возрасте нефтематеринской породы, коллектора, флюидоупора, ловушки и др. Органическая, или, как ее правильней называть в настоящее время, осадочно-миграционная теория образования нефти позволяет правильно подойти к решению вопроса о соотношении всех этих понятий, прежде всего дать правильное генетическое определение нефти. Нефть — это обособившиеся в отдельную фазу жидкие гидрофобные продукты фоссилизации захороненного в субаквальных осадках органического вещества (седикахитов). Нефть представляет собой полихронное и полигенное образование в том смысле, что отдельные ее составляющие образовались на разных этапах литогенеза из различных биохимических и метабиохимических углеводородных компонентов. Основная масса нефти, главным образом вся ее легкая часть, — продукт длительного, нередко многомиллионлетнего мягкого термолиза и (или) термокатализа. Эта доминирующая масса нефти рождается в главной зоне нефтеобразования (ГЗН), в которой в интервале температур 65—170°C осуществляется главный этап, главная фаза нефтеобразования (ГФН). Одновременно с термической деструкцией седикахитов, их битуминизацией (в основном за счет полимерлипоидных соединений), образованием низкотемпературных углеводородов и других компонентов микронепти → нефти происходит ее эмиграция.

Эта эмиграция — процесс в какой-то мере автономный — обычно несколько запаздывает (а в отдельных случаях вообще не развивается). Поэтому в ГФН целесообразно различать главную фазу генерации микро-нефти (ГФГН) и главную фазу ее эмиграции (ГФЭН); таким образом,  $ГФН = ГФГН + ГФЭН$ .

Полистадийность образования самой нефти и формирования ее скопления неизбежно обуславливают сложность и емкость понятия о ее возрасте. К сожалению, часто примитивно и неверно, он определяется по возрасту вмещающего коллектора.

Полная информация о возрасте нефти (имеется в виду нефть в залежи) должна содержать следующие сведения: 1) возраст материнской (нефте-, газо- или нефтегазоматеринской) свиты; 2) время наступления ГФН для данной свиты; 3) длительность ее пребывания в ГЗН; 4) время широкого развития начальной эмиграции микро-нефти → нефти, ведущей к вторичной ее миграции в коллекторах или зонах повышенной проницаемости; 5) возраст коллекторов — вмещалищ нефти (газа); 6) время возникновения флюидоупоров; 7) возраст ловушки как таковой (он может не совпадать с возрастом нефтесодержащего коллектора и его покрышки, например, в случае постседиментационных структурных ловушек). Важнейшие из этих сведений иногда удобно представить в виде условной "формулы":

$$\frac{\text{Время ГФГН}}{\text{Возраст НМ}} \quad \frac{\text{Время ГФЭН}}{\text{Возраст Л}} \quad \frac{\text{Возраст Ф}}{\text{Возраст К}}$$

где НМ — нефте- (или газо-) материнская свита, Л — ловушка, К — коллектор, Ф — флюидоупор.

Уточнение всех этих временных параметров не только представляет большой научный интерес, но и имеет практическое значение. В частности, это относится к определению времени формирования скопления нефти и (или) газа — задачи, органически связанной с другими задачами, и прежде всего с выявлением нефтегазоматеринских отложений, установлением времени возникновения и местоположения очага (очагов) генерации нефти (где нефтематеринские породы вступили в ГЗН) и т. д.

Все эти взаимосвязанные задачи решаются на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ с помощью ретроспективного комплексного метода, получившего название *историко-генетического геолого-геохимического* (ИГГГ). При его разработке были учтены не только все установленные ранее и проверенные многолетней практикой эмпирические правила поисков нефтяных и газовых месторождений, но и все достижения осадочно-миграционной теории, включая учение о стадийности нефтегазообразования, об осадочно-породных бассейнах (ОПБ) как родине нефти, и т. д.

Сущность метода, предъявляющего к тем, кто берет его на вооружение, очень высокие требования, и его задачи кратко можно сформулировать следующим образом: *выяснение всей истории нефтегазообразования в данном ОПБ (или автономной, с нефтегеологической точки зрения, части бассейна) на фоне истории его с момента возникновения вплоть до наших дней.*

Полноценные результаты ИГГГ метода возможны при осуществлении комплекса согласуемых друг с другом литологических, фациальных, палеогеографических, геотектонических, геоформационных и, особенно геохимических ("битуминологических" в широком смысле слова) исследований и системном подходе ко всем объектам изучения, начиная с отдельных слоев пород и кончая всем ОПБ в целом.

Если учесть, что самыми характерными чертами, атрибутами ИГГГ метода являются требование исторического (ретроспективного) подхода и полноценное использование геохимии (органической геохимии), то наименование метода можно упростить, назвав его историко-геохимическим. Геохимия требует знания геологии, а подлинно исторический подход не может не включать в свою орбиту генезиса, объяснения причин возникновения тех или иных явлений.

Применение историко-генетического метода к территориям нефтегазоносных бассейнов с невыявленной или слабо изученной нефтегазоносностью позволило обосновать и выделить первоочередные поисковые объекты в пределах ряда бассейнов страны, таких, как Средне-Русский, Мезенский, Лено-Вилюйский и т.п. (Историко-геолого-геохимический метод. . ., 1971; Соколов, Ларченков, 1977; и др.).

По отношению же к сравнительно хорошо изученным областям с установленной нефтегазоносностью недр приложение историко-генетического метода дает возможность более обоснованно подойти к выбору дальнейшего направления поисково-разведочных работ и решить целый ряд задач прикладного характера, способствующих повышению эффективности поисков новых залежей нефти и газа.

К числу подобных областей относится Восточное Предкавказье — район с развитой нефтедобычей из мезозойских отложений. В обширной нефтегеологической литературе по этому региону по комплексу геологических и геохимических данных обосновывается выделение трех основных нефтепроизводящих толщ в мезозойских отложениях — апт-альбской, нижне-среднеюрской и нижне-среднетриасовой (Атанасян, 1972, 1975; Бурштар и др., 1970; Геохимические особенности. . ., 1972; Ботнева, Левшунова, 1970; Милешина, 1971; Мирзоев, 1970, 1974; Мирзоев, Джапаридзе, 1976, 1978; Мирзоев и др., 1975; Родионова и др., 1972; и др.). При этом почти не затрагиваются вопросы времени проявления различных стадий процессов генерации углеводородов, остается весьма слабо освещенным вопрос, на каком этапе литогенеза происходила битуминизация ОБ, когда началась миграция нефти и т.п., т.е. отсутствует историко-генетический анализ. Последнее обстоятельство послужило для авторов настоящей работы поводом для осуществления реконструкции истории нафтидогенеза в мезозойских отложениях Восточного Предкавказья на примере одного из его структурных элементов — Восточно-Маньчжунского прогиба.

Мезозойские, а также и верхнепермские отложения Восточного Предкавказья отчетливо подразделяются на два структурно-формационных комплекса, разделенных резким несогласием. Нижний из них, включающий верхнепермские и триасовые образования, имеет ограниченное распространение, локализуясь главным образом в пределах Восточно-Ма-

нычского прогиба. Он характеризуется развитием полого-складчатых и приразломно-блоковых дислокаций. В его строении участвуют: красноцветная терригенная толща куманской свиты (верхняя пермь), доломитово-известняковая толща нефтекумской свиты (верхняя пермь — нижний триас), толща темно-серых и черных известковых аргиллитов и глинистых известняков молодежнинской свиты (нижний триас), сероцветная алевролитово-аргиллитово-известняковая кизлярская и красноцветно-сероцветная терригенная с подчиненной ролью известняков закумская свиты среднего триаса, вулканогенно-осадочная ногайская серия верхнего триаса.

Верхний комплекс, охватывающий юрские и меловые отложения, развит на всей территории Восточного Предкавказья в виде плаща, полого погружающегося с севера на юг и юго-восток. Строение этого комплекса осложнено большим числом малоамплитудных брахиморфных поднятий, часто образующих линейные зоны субширотного простирания. В его составе выделяются: толща ритмично чередующихся песчаниково-алевролитовых и глинистых пачек (нижняя-средняя юра), развитая в северной части Восточного Предкавказья; терригенно-карбонатно-сульфатная толща, тяготеющая к Восточно-Манычскому прогибу, и галогенно-сульфатно-карбонатная толща южной окраины Восточного Предкавказья (обе — верхняя юра); нижнемеловые карбонатно-терригенная (неоком) и аргиллитово-алевролитово-песчаниковая (апт-альб) толщи и известняковая толща верхнего мела.

Наличие в породах миграционных и (или) остаточных битумоидов по всему разрезу мезозоя Восточного Предкавказья свидетельствует о том, что в этих толщах происходит или происходило нефтегазообразование, а также осуществлялось и осуществляется перемещение углеводородов в широком стратиграфическом диапазоне. По условиям накопления как самих вмещающих пород, так и заключенных в них седикахитов (СК) и их качественной и количественной характеристике (содержание в глинистых породах  $C_{орг}$ , генетический тип РОВ, количество хлороформенного битумоида и степень его восстановленности, степень битуминизации ОВ, характер битуминозных текстур и т.п.) в разрезе мезозоя Восточного Предкавказья наиболее высоким нефтегазоматеринским потенциалом ( $P_{нм}$ ) характеризуются: а) отложения нижнего (молодежнинская свита) и среднего (кизлярская и, частично, закумская свиты) триаса — нижняя нефтегазматеринская (НГМ) толща; б) нижне-среднеюрские отложения — средняя НГМ толща и в) апт-альбские отложения — верхняя НГМ толща.

Нижняя из перечисленных НГМ толщ представлена известково-глинистыми породами (молодежнинская свита), сформировавшимися в обстановке нормального, умеренно глубоководного морского бассейна с резко восстановительной средой осадконакопления и диагенеза, а также алевроитово-глинистыми и карбонатными образованиями (кизлярская и закумская свиты), накопление которых происходило в условиях мелководного солоновато-водного водоема и опресненных лагун в слабо восстановительной, временами — окислительно-восстановительной и окислительной обстановке.

Средняя НГМ толща состоит из континентальных (озерно-болотно-алювиальных) и прибрежно-мелководных песчано-алеврито-глинистых образований, отлагавшихся в восстановительной и слабо восстановительной средах и характеризующихся повышенным содержанием СК.

Верхняя НГМ толща сложена песчано-алеврито-глинистыми осадками, формировавшимися в обширном морском бассейне с восстановительной, а для позднеальбского времени — резко восстановительной средой.

Сказанное отнюдь не означает отсутствия нефтегазопроизводивших пород в остальных частях рассматриваемого разреза. К ним могут быть отнесены прослои и пачки сероцветных глинистых известняков, известковых аргиллитов и аргиллитов, фиксируемые в основании нефтекумской свиты, а также в разрезе верхнеюрских отложений и составляющие существенную часть разреза неокома. Но по масштабу процессов нефтегазообразования эти толщи заметно уступают вышеохарактеризованым НГМ толщам мезозоя Восточного Предкавказья.

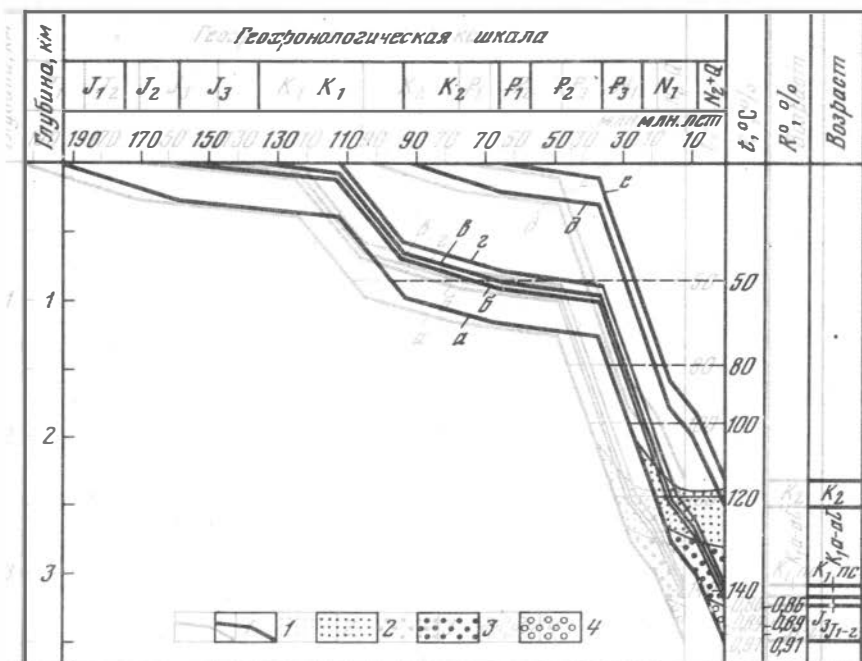
В вышеупомянутой "формуле" нефти наиболее трудноопределимым ее членом является время проявления ГФГН (также как и время проявления ГФЭН). Для определения степени и времени реализации породами их  $P_{\text{нм}}$  необходимо установить стадияльное состояние пород и содержащихся в них СК, а также проследить их геотермическую историю с учетом времени пребывания пород в зоне действия тех или иных температур.

Инструментом такого анализа, направленного на определение степени катагенеза СК и вмещающих пород, могут служить данные по отражательной способности витринита ( $R^\circ$ ) и расчет степени катагенеза по методу суммарного импульса тепла — СИТ (Лопатин, 1976). Возможность и допустимость использования для дальнейших построений расчетного метода Н.В. Лопатина для ОПБ Восточного Предкавказья рассмотрена Б.П. Назаревичем и др. (1978).

Расчет значений СИТ велся с помощью "моделей прогрева" (Вассоевич, Соколов, 1976), одна из которых для скв. 1 Затеречной площади приведена на рис. 1. Полученные с помощью этого показателя данные о степени катагенеза отдельных стратиграфических подразделений, сопоставленные с результатами определения отражательной способности витринита, были использованы для схематической реконструкции стадияльного состояния вышеперечисленных НГМ толщ в различные моменты геологической истории рассматриваемой территории (рис. 2 см. вкл.).

К концу эоцена (рис. 2а) нижняя НГМ толща Восточно-Маньчского прогиба оказалась расположенной в значительном интервале глубин в зоне действия температур от 70–75 до 120–125°С, что соответствует грациям катагенеза от МК<sub>1</sub> до МК<sub>5</sub>, местами — началу АК<sub>1</sub>. Обращает на себя внимание положение в разрезе границы зон, отвечающих различным грациям катагенеза: более или менее согласное по отношению к стратиграфическим границам юрских и более молодых отложений и в то же время резко секущее границы пермских и триасовых отложений.

Таким образом, к концу эоцена нижняя НГМ толща не только почти полностью оказалась в зоне проявления ГФН, соответствующей грациям катагенеза МК<sub>1</sub>—МК<sub>3</sub>, но и в значительной части своего объема миновала ГЭН, а наиболее погруженные части ее находились уже в главной



Р и с. 1. Схема определения изменения во времени стадийного состояния мезозойских отложений по скв. 1 Затеречной площади

1 — изменение во времени глубин залегания подошвы: а — нижней—средней юры, б — верхней юры, в — неокома, г — апта, д — верхнего мела, е — палеогена; 2—4 — градации катагенеза: 2 — МК<sub>1</sub>, 3 — МК<sub>2</sub>, 4 — МК<sub>3</sub>

зоне газообразования (ГЗГ). Положение ГЗН в этот момент контролируется геоизотермами 70–100°C и глубинами от 1,5 до 2,0 км, а положение верхней границы ГЗГ определяется геоизотермой 110°C и глубиной около 2,2–2,4 км.

Определение времени вступления нижней НГМ толщи в ГЗН представляет большие затруднения, вызываемые в первую очередь условностью переноса современного температурного режима на этот рубеж времени. С одной стороны, представляется вполне вероятным, что формирование отложений на протяжении поздней перми и триаса находилось под воздействием повышенного теплового потока. Это было связано, по-видимому, с продолжавшимся за это время остыванием герцинских гранитоидных интрузий, а также (уже в позднем триасе) с активизацией движений по разломам, сопровождавшейся интенсивной эффузивной деятельностью, проявившейся на значительной части территории Восточного Предкавказья. С другой стороны, значительный перерыв в осадконакоплении и тектонические движения, обусловившие более сложный по сравнению с вышележащими отложениями структурный план и неравномерный эрозионный срез значительной части триасовых отложений, могли привести к резкому изменению направленности процессов, регули-

рующихся температурный режим недр, и, может быть, к значительному их охлаждению.

Кроме того, нет возможности надежно восстановить первоначальные мощности триасовых отложений. Максимальная суммарная мощность пермских и триасовых образований по материалам бурения (Затеречная и Плавнинская площади) не превышает 1,6–1,8 км, по геофизическим данным достигает в ограниченных по площади участках Восточно-Маньчского прогиба 2–2,5 км.

Таким образом, имеющиеся данные о строении и условиях залегания пермских и триасовых отложений Восточно-Маньчского прогиба свидетельствуют о том, что на рубеже триаса и юры нижняя НГМ толща даже в наиболее погруженных участках находилась вблизи от ГЗН или лишь частично вошла в эту зону. Косвенным подтверждением этого служат определения степени катагенеза нижней части рассматриваемой НГМ толщи к началу накопления ниже-среднеюрских отложений, не превышающие 70–85 единиц СИТ, что отвечает градации катагенеза МК<sub>1</sub>.

Следовательно, к началу формирования юрской терригенной геотформации (т.е. в конце ранней юры) отложения нижней НГМ толщи оставались еще только потенциально нефтегазоматеринскими. Реализация их П<sub>нм</sub> в заметном масштабе стала осуществляться в среднеюрскую эпоху и продолжалась до конца эоцена. В это время наиболее погруженная часть толщи уже исчерпала свои нефтегенерирующие возможности и превратилась в газопродуцирующий объект.

Из этого следует, что предположение ряда исследователей о том, что залежи нефти и газа, сформированные в триасовых отложениях Восточно-Маньчского прогиба до предъюрского перерыва в осадконакоплении, были разрушены в результате сопряженных с этим перерывом событий, не может считаться обоснованным в силу недоучета геотермической истории недр. К началу интенсификации процессов нефтегазогенерации и миграции углеводородов по породам триасовые отложения были перекрыты более молодыми образованиями, что создало благоприятные условия для возникновения и сохранения скоплений нефти и газа.

К концу эоцена юрские и меловые отложения Восточно-Маньчского прогиба и на остальной большей части Восточного Предкавказья оставались потенциально нефтегазоматеринскими образованиями. Исключением служила лишь осевая зона погребенного кряжа Карпинского, испытывавшая на протяжении юры и мела наиболее интенсивное прогибание. В результате начало проявления ГФН в низах ниже-среднеюрской НГМ толщи приходится здесь на конец раннего — начало позднего мела.

К концу майкопского времени (рис. 2,б) нижняя НГМ толща оказалась расположенной ниже ГЗН. Не менее 60–70% ее объема в это время находилось в ГЗГ, отвечающей грациям катагенеза от МК<sub>4-5</sub> до АК<sub>1</sub> и местами, возможно, до АК<sub>2</sub>.

Средняя НГМ толща (ниже-среднеюрские отложения) за майкопское время в южной половине Восточно-Маньчского прогиба целиком, а на севере его, равно как и в пределах погребенного кряжа Карпинского, на большую часть своей мощности погрузилась в зону проявления ГФН.

В конце майкопа ГЗН располагалась на глубинах от 2,4–2,6 км до 3,0–3,2 км и была ограничена геоизотермами вверх 110–115°C и вниз 130–135°C. Глубина расположения верхней границы ГЗГ в Восточно-Маньчском прогибе в это время составляла 3,4–3,6 км и контролировалась геоизотермой 140°C.

Верхняя НГМ толща (апт-альбские отложения) к концу майкопа на всей территории Восточного Предкавказья продолжала оставаться потенциально нефтегазоматеринской, находясь в южной половине Восточно-Маньчского прогиба и в зоне Прикумско-Тюленевского вала в непосредственной близости от кровли ГЗН.

За послемайкопское время (рис. 2,в) нижняя НГМ толща практически целиком опустилась в ГЗГ. Степень катагенеза пород этой толщи и содержащихся в них СК отвечает грациям катагенеза  $M.K_{4-5}$  и  $AK_{1-2}$ . Залегают ниже-среднетриасовые отложения на глубинах от 3,4–3,6 до 5,0–5,5 км и находятся под воздействием температур от 135–140 до 175–180°C.

Средняя НГМ толща на Прикумско-Тюленевском валу и в Восточно-Маньчском прогибе в большей части своего объема оказалась расположенной ниже ГЗН и лишь в северной половине прогиба верхняя, незначительная по мощности ее часть находится еще в данной зоне. В пределах погребенного крыжа Карпинского эта толща почти целиком расположена в ГЗН.

Верхняя НГМ толща на большей части территории Восточного Предкавказья, по существу, целиком переместилась в ГЗН и лишь в осевой части погребенного крыжа Карпинского находится выше этой зоны.

Современное положение ГЗН (см. рис. 2,в) и ее положение в конце майкопа по глубинным и температурным параметрам почти полностью совпадают. Сохраняется почти неизменным и положение верхней границы ГЗГ, но при этом значительно расширяется интервал проявления ФГ не только по сравнению с концом эоцена, но и по отношению к концу майкопского времени.

Таким образом, в результате унаследованного характера развития ОПБ Восточного Предкавказья (за исключением осевой зоны погребенного крыжа Карпинского, испытавшей в кайнозое частичную инверсию) мезозойские отложения Восточно-Маньчского прогиба лишь к настоящему времени оказались в зоне действия максимальных за всю историю их геологического существования температур и впервые достигли высшего уровня катагенетического преобразования СК и вмещающих пород. В целом, современные термобарические условия мезозойских отложений Восточно-Маньчского прогиба определяют участие всего этого комплекса в генерации жидких и газообразных УВ. При этом верхняя НГМ толща находится в состоянии интенсивного проявления процессов нефтегенерации, в средней НГМ толще процессы нефтегенерации затухают, либо местами уже полностью прекратились, и одновременно нарастают процессы газогенерации; для нижней НГМ толщи характерно почти повсеместное интенсивное газообразование, причем в нижней ее части (на глубинах свыше 4,2–4,4 км при температурах свыше 160–165°C — градации  $AK_{1-2}$ ) следует предполагать развитие процессов позднекатагенетического метанообразования.

В конечном счете история нефтидогенеза в мезозойских отложениях Восточно-Маньчжурского прогиба представляется в следующем виде.

В ощутимых масштабах процессы нефтегазогенерации стали проявляться лишь в конце юры — начале раннего мела. С этого времени и вплоть до конца эоцена единственным источником миграционноспособных УВ служили только триасовые отложения. Особенности строения разреза мезозойских отложений позволяют допускать миграцию в широком вертикальном интервале — от низов триаса до верхов апт-альба.

За майкопское время к формированию миграционного потока подключается средняя НГМ толща — ниже-среднеюрские отложения. При этом последние служили источником только жидких УВ, тогда как к концу майкопа нижняя НГМ толща поставляла в основном газообразные УВ.

В послемайкопское время начинается и нарастает вплоть до настоящего времени эмиграция УВ из пород верхней НГМ толщи (апт-альбские отложения) в сочетании с постепенно затухающим потоком жидких УВ из средней НГМ толщи и продолжающимся (по-видимому, все еще усиливающимся) поступлением газообразных УВ из нижней НГМ толщи.

Раскрытие истории нефтидогенеза позволяет подойти к решению вопросов о времени формирования и условиях сохранения нефтегазовых скоплений в мезозойских отложениях с позиций, несколько отличающихся от тех, которые вытекают из литературы по Восточному Предкавказью.

В отложениях пермо-триасового структурно-формационного комплекса выявлены чисто нефтяные залежи в известняках нефтекумской свиты и газоконденсатные залежи — в известняках кизлярской свиты. Незначительные нефтепроявления установлены также и в закумской свите. Структурный план этого комплекса в основных чертах сформировался к началу юры, т.е. до начала широкой эмиграции УВ из пород ниже-среднетриасовой НГМ толщи. Флюидопорами для большинства выявленных здесь залежей служат нижеюрские глинистые толщи, лежащие на эродированную поверхность известняков нефтекумской свиты, либо же глинистые разности в разрезе кизлярской свиты.

Таким образом, формирование ловушек, образованных коллекторами триасового возраста и флюидопорами среднетриасового или раннеюрского возраста, завершилось в конце ранней юры, а их заполнение жидкими УВ началось в отрезке времени от средней до поздней юры и продолжалось вплоть до конца эоцена.

Высокая степень катагенетической измененности пород пермо-триасового структурно-формационного комплекса определяет своеобразие условий сохранения скоплений нефти и газа в породах этого комплекса. Снижение межгранулярной пористости и особенно проницаемости у обломочных пород, развитие интенсивной трещиноватости во всех типах пород обуславливают утрату обломочными породами коллекторских, а глинистыми породами — экранирующих свойств, т.е. имеет место своего рода инверсия коллекторских и экранирующих свойств пород. Это означает, что в разрезе пермо-триасового структурно-формационного комплекса, по существу, отсутствуют условия для формирования и сохранения чисто газовых скоплений и что имеющиеся здесь нефтяные

и газоконденсатные залежи являются реликтами более крупных скоплений нефти, возникших на предшествующих этапах геологического развития и испытавших или испытывающих как рассеяние в вышележащие горизонты платформенного чехла, так и термодеструкцию под влиянием жестких термобарических условий.

В отложениях юрско-мелового структурно-формационного комплекса по времени и условиям формирования и сохранения скоплений УВ следует различать залежи, приуроченные к юрским и нижнемеловым (по альб включительно) отложениям, и залежи, связанные с верхнемеловыми образованиями.

В юрско-нижнемеловой секции разреза большинство залежей приурочено к терригенным гранулярным коллекторам; возраст коллектора и покрышки, как правило, совпадает, за исключением редких стратиграфически экранированных залежей в юрских отложениях, изолированных нижнемеловыми породами. Подавляющая часть ловушек относится к конседиментационному типу — их формирование носило длительный характер и в большинстве случаев заканчивалось в интервале времени от конца майкопа до начала плиоцена. Следовательно, к началу широкой эмиграции углеводородов из ниже-среднеюрской и тем более из апт-альбской НГМ толщ преобладающая часть ловушек уже приобрела современную морфологию. Многочисленные перерывы в осадконакоплении на протяжении юры и мела привели в конечном счете к возникновению гидравлической связи практически между всеми коллекторскими горизонтами юрских и нижнемеловых отложений, с чем и связывается рядом исследователей (Геохимические особенности..., 1972; Родионова и др., 1972) генетическое сходство и близость состава нефтей в юрских и нижнемеловых отложениях.

Заполнение ловушек в юрских и нижнемеловых отложениях жидкими УВ началось в майкопе за счет ниже-среднеюрской НГМ толщи и усилилось в послемайкопское время в результате нарастания эмиграции из апт-альбской НГМ толщи.

Своеобразием в отношении времени и условий формирования отличаются залежи нефти в верхнемеловых отложениях, выявленные на ряде поднятий Прикумско-Тюленевского вала и Восточно-Маньчского прогиба. Это своеобразие заключается как в составе нефтей, резко отличающихся от нефтей из залежей в нижнемеловых и более древних образованиях, так и в морфологических особенностях залежей — в смещении залежей в крыльевые части поднятий, чередовании по разрезу нефтенасыщенных и водонасыщенных пород, эмульсионном составе скоплений, отсутствии четко выраженного водонефтяного контакта и т.д. (Несмеянов и др., 1978). Указанные исследователи связывают эти особенности с молодостью нефтеобразования и нефтенакпления и считают, что формирование данных залежей происходит за счет майкопских, эоценовых и палеоценовых нефтематеринских пород и осуществляется в настоящее время. Данные о стадийном состоянии палеогеновых и майкопских отложений (см. рис. 2,в) также свидетельствуют в пользу такого вывода. Только к югу от сочленения Восточно-Маньчского прогиба с Прикумско-Тюленевским валом палеоцен-эоценовые и майкопские (низы) отложения

к настоящему времени вошли в ГЗН, тогда как на остальной, северной, части Восточного Предкавказья эта НГМ толща, несмотря на значительную глубину погружения, продолжает оставаться расположенной значительно выше ГЗН.ЗН.

Таким образом, стадийный анализ процессов нефтегазообразования как составная часть историко-генетического геолого-геохимического метода, раскрывая сложность и многогранность истории нафтидогенеза, одновременно служит действенным средством решения практических задач нефтегазовой геологии.

## А B S T R A C T

The notion of oil age and time of the formation of its accumulation is connected with other time (age) notions — age of oil source rocks, reservoir rocks, covers, traps etc. Specification of all these time parameters and their relations is not only of great scientific interest, but also of practical importance.

Decision of these problems is achieved with the help of the historico-genetic geologic geochemical method developed at the Chair of Geology and Geochemistry of Mineral Fuels (Moscow State University), which is ultimately aimed at the reconstruction of the history of petroleum formation in a given sedimentary-rock basin (or some autonomous, from petroleum geological point of view, part of the basin) at the background of the whole geological history of the basin since its origin up to nowadays.

The above relations have been shown at the example of Mesozoic sediments in the Eastern Manych trough of the epi-Hercynian platform (Eastern Pre-Caucasus). On the basis of stage analysis for the main petroleum source formations of this trough, including Lower-Middle Triassic, Lower-Middle Jurassic and Apt-Albian petroleum source sequences, temperature and depth parameters of oil and gas generating zones corresponding to different stages have been established. Such analysis, aimed at the determination of the degree of catagenesis of sediments and their host rocks was based on reflectance measurements of vitrinite, estimation of the degree of catagenesis by the method of total heat impulse proposed by N.V. Lopatin and construction of "heating models". The data on the degree of catagenesis for different stratigraphic units have been used for a schematic reconstruction of the stage state of the mentioned petroleum source formations for various moments of the geological history of this region.

This analysis shows that petroleum generation within Mesozoic sediments of the Eastern Manych trough has been appreciable only since the end of Jurassic — the beginning of Cretaceous. Since this time and up to the end of Eocene, the only source of hydrocarbons capable to migrate was the Lower-Middle Triassic petroleum generating sequence. In the middle petroleum generating section (Lower-Middle Jurassic sediments), generation of migrating hydrocarbons initiated during Maikopian time. These latter sediments generated only liquid HC, whereas, by the end of Maikopian time, the lower petroleum source sequence provided mainly

gaseous hydrocarbons. During post-Maikopian time begins emigration of HC from the upper — Apt-Albian petroleum generating sequence, increasing with time up to nowadays. At the same time, emigration of liquid HC from the middle petroleum generating sequence gradually extinguished and the lower petroleum generating sequence still provided gaseous HC (obviously, in increasing amount).

It has been found, that oil and gas condensate accumulations in the rocks of the lower (Permo-Triassic) structural formation complex are remnants of larger oil accumulations which formed during earlier stages and lost (or are losing) some hydrocarbons to shallower beds of the platform cover and have been thermally destructed by high temperatures and pressures. The accumulations found in the beds of the Jurassic-Cretaceous structural formation complex, according to time and conditions of their formation and preservation are divided into two types. The first type includes accumulations found in Jurassic and Lower Cretaceous sediments in synsedimental traps the filling of which initiated in Maikopian time at the expense of Lower-Middle Jurassic petroleum generating sequence and increased in post — Maikopian time due to increasing emigration of HC from Apt-Albian petroleum generating sediments. The second type includes accumulations found in the Upper Cretaceous sediments and forming now at the expense of Maikopian, Eocene and Paleocene petroleum source rocks.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Атанасян С.В.* О битумопроизводящих возможностях нижнемеловых отложений Предкавказья. — В кн.: Вопросы нефтегазоносности мезозоя Предкавказья. М., 1972, с. 65—79.
- 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., 1975, с. 40—49.
- Ботнева Т.А., Левшунова С.П.* Особенности состава органического вещества мезозойских отложений Терско-Каспийского прогиба в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности. — В кн.: Некоторые проблемы нефтяной геологии Северного Кавказа. М.: ВНИГНИ, 1970, с. 81—85. (Тр. ВНИИГНИ; Вып. 100).
- Бурштар М.С., Милешина А.Г., Окунькова Ф.Е.* Геолого-геохимические предпосылки поисков нефти и газа в отложениях триаса на территории Предкавказья. — В кн.: Некоторые проблемы нефтяной геологии Северного Кавказа. М.: ВНИГНИ, 1970, с. 112—118. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 100).
- Вассович М.Б.* Происхождение нефти. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1975, № 5, с. 3—23.
- Вассович 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—78.
- Геохимические особенности пород и нефтей триаса Восточного Предкавказья. — В кн.: Проблемы нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов мезозоя Кавказа /М.С. Бурштар, К.Ф. Родионова, А.Г. Милешина, Ф.Е. Окунькова. М.: ВНИГНИ, 1972, с. 49—63. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 120).
- Геохимические особенности пород и нефтей юры и нижнего мела Восточного Предкавказья/ К.Ф. Родионова, М.С. Бурштар, А.Г. Милешина, Ф.Е. Окунькова. — В кн.: Проблемы нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов мезозоя Кавказа. М.: ВНИГНИ, 1972, с. 94—106 (Тр. ВНИГНИ; Вып. 120).
- Историко-геолого-геохимический метод оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов на примере Средне-Русского нефтегазоносного бассейна/ Н.Б. Вас-

- севич, И.В. Высоцкий, Ю.И. Корчагина, Б.А. Соколов. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1971, № 11, с. 56—60.
- Лопатин Н.В.* К определению влияния температуры и геологического времени на катагенетические процессы углефикации и нефтегазообразования. — В кн.: Исследования органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1976, с. 361—366.
- Милешина А.Г.* Состав и свойства нефтей триасовых отложений Восточного Предкавказья. — В кн.: Проблемы нефтегазоносности пермских и триасовых отложений Предкавказья. Махачкала: Дагиздат, 1971, с. 17—18.
- Мирзоев Д.А.* Условия формирования и размещения залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Прикумской зоны. — В кн.: Некоторые проблемы нефтяной геологии Северного Кавказа. М.: ВНИГНИ, 1970, с. 23—37 (Тр. ВНИГНИ; Вып. 100).
- Мирзоев Д.А.* Особенности геологического строения и прогнозная оценка нефтегазоносности мезозойских и палеозойских отложений степных районов Дагестана. — В кн.: Научное обоснование направлений геологоразведочных работ на нефть и газ в Дагестане и сопредельных районах Восточного Предкавказья. Махачкала: Даг. фил. ИГ АН СССР, 1974, с. 180—196.
- Мирзоев Д.А., Джапаридзе Л.И.* Органическое вещество, его битуминозные компоненты и степень их преобразования при катагенезе. — В кн.: Исследования органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1976, с. 261—269.
- Мирзоев Д.А., Джапаридзе Л.И.* Распределение рассеянного органического вещества в триасовых отложениях Восточного Предкавказья. — В кн.: Накопление и преобразование органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1978, с. 116—125.
- Мирзоев Д.А., Пирбудагов В.П., Саидова С.А.* Рассеянное органическое вещество и геохимические условия мезозойских отложений Восточного Предкавказья. — В кн.: Органическое вещество нефтегазопроизводящих пород — основной источник углеводородов нефти и газа. Ташкент: ИГИРНИГМ, 1975, с. 233—244. (Тр. ИГИРНИГМ, вып. 17).
- Назаревич Б.П., Назаревич И.А., Стафеев А.Н.* История нефтидогенеза в мезозойских отложениях Восточного Предкавказья (на примере Восточно-Маньчжурского прогиба). — В кн.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978, с. 218—228.
- Особенности нефтеобразования и нефтенакпления в верхнемеловом комплексе Восточного Предкавказья / Д.В. Несмеянов, Е.И. Тараненко, А.Д. Тарсис, М.Ю. Хакимов. — В кн.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978, с. 213—217.
- Соколов Б.А., Ларченков Е.П.* О нефтегеологическом районировании Лено-Вилуйского бассейна. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1977, № 6, с. 83—86.

УДК 550.4:552.578.2; 550.47

И.Е. ЛЕЙФМАН

## БИОГЕОХИМИЯ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

Традиционные геолого-геохимические доказательства генезиса различных горючих ископаемых в настоящее время могут быть дополнены и уточнены биогеохимическими свидетельствами связи органических соединений горючих ископаемых с живым веществом. Еще основоположник биогеохимии В.И. Вернадский отмечал необходимость изучения го-

горючих ископаемых — нефтей и “других органогенных углеродистых соединений” — “как результата геохимической работы жизни” (1934а, с. 161) [1].

По определению А.Е. Ферсмана, “Биогеохимия (В.И. Вернадский) — отрасль геохимии, занимающаяся изучением химического состава живых организмов и участия живого вещества и продуктов его разложения в процессах миграции, распределения, рассеяния и накопления химических элементов” (1959, с. 393) [2].

Не вызывает сомнения, что геохимические процессы, связанные с накоплением в осадках исходной биомассы и последующими преобразованиями захороненного органического вещества (ОВ) изначально биогенного происхождения, носят типично *биогеохимический* характер [3].

Биогеохимию горючих ископаемых можно определить как отрасль биогеохимии, рассматривающую роль живого вещества в образовании горючих ископаемых и их изменении под влиянием биогенных факторов [4].

В биогеохимии горючих ископаемых можно выделить три направления [5].

1. Биогеохимия элементов — классический объект общей биогеохимии. Как отмечал В.И. Вернадский, “...в живой материи как бы подготавлиется их [химических элементов] судьба в будущем в земной коре...” (1978, с. 61) [6]. В этом плане представляют интерес работы по установлению биофильных элементов в нефтях и углях, по биогеохимии серы в углях (Л.Я. Кизильштейн) и др. [7].

2. Биогеохимия стабильных изотопов углерода, серы, кислорода, водорода. Поставленный В.И. Вернадским в 1926 г. “вопрос о возможности разделения изотопов в процессе жизни” (1934а, с. 237) [8] привел к развитию биогеохимии стабильных изотопов, в том числе в составе горючих ископаемых (см., например, Органическая геохимия, 1974; Галимов, 1973; Панкина, 1978) [9].

3. Биогеохимия органических соединений, рассматривающая геохимическую историю биомолекул. Выделение этого направления биогеохимии связано с тем, что углерод в жизненном цикле и в захороненных в осадочных породах ОВ и каустобиолитах находится преимущественно в виде органических соединений — биомолекул и их диагенетических и катагенетических дериватов, в связи с чем геохимическая история углерода в биосфере и стратисфере может рассматриваться на уровне органических соединений, т.е. на молекулярном уровне [10].

Обсуждение биогеохимии элементов и стабильных изотопов горючих ископаемых выходит за рамки настоящей работы, посвященной молекулярным аспектам биогеохимии горючих ископаемых [11].

Молекулы органических соединений как предмет изучения органической геохимии, геохимии горючих ископаемых, биогеохимии не идентичны соединениям и кристаллам неорганических веществ (объекту минералогии). Это связано с тем, что органические соединения отличает сохранение *молекулярной индивидуальности* в различных агрегатных состояниях, в том числе способность существовать в растворах (например, при миграции) также в молекулярной форме, в то время как неоргани-

ческим соединениям свойственна ионная форма существования в твердых минералах и в водных растворах.

Сохранение молекулярной индивидуальности органических соединений обусловлено структурной организацией этих соединений. Как отмечал В.И. Вернадский, "нужно... принимать во внимание особые *химические* свойства углерода, между которыми наиболее характерным является устойчивость его органических природных соединений в термодинамических земных условиях. Они изменяются в них лишь очень медленно" (1934а, с. 141). Это касается основных элементов структуры молекул органических соединений — углеродного скелета, стереохимической конфигурации, функциональных групп.

Геохимическое изучение органических соединений проводится в рамках двух разделов геохимии — органической геохимии и биогеохимии, причем, как отмечает А.А. Карцев, "органическая геохимия тесно переплетается с биогеохимией" (1960, с. 20). Соотношение органической геохимии и биогеохимии рассмотрено Дж. Эглинтоном и М.Т.Дж. Мэрфи в 1969 г. (Органическая геохимия, 1974), А.А. Карцевым (1969), А.И. Тугариновым (1973).

Видимо, при разграничении биогеохимии и органической геохимии необходимо учесть две стороны биогеохимии — биогеохимию как "геохимию живого вещества" (Виноградов, 1932) и как "геохимию биогенных процессов" (Вернадский, 1934) — и провести границу в соответствии с приведенным определением А.Е. Ферсмана. В таком понимании биогеохимия охватывает как химический состав живых организмов (в том числе и состав биомолекул), так и геохимические процессы, связанные с живым веществом и продуктами его разложения, в том числе и процессы преобразования биомолекул в геосферах.

В этом плане органическая геохимия как "химия органических веществ в неживой природе" (Карцев, 1969) шире биогеохимии по охвату органических соединений (не только биогенного генезиса) и может рассматривать, согласно Дж. Эглинтону, такие проблемы, как возникновение жизни и состав внеземных проб (Органическая геохимия, 1974). Область перекрывания биогеохимии и органической геохимии — изучение последствий геохимических процессов изменения биомолекул. Однако если при этом биогеохимию интересует установление взаимосвязи с живым веществом, т.е. определение биогеохимического происхождения изучаемых объектов, то органическая геохимия охватывает процессы изменения органических соединений в любых геохимических зонах независимо от источника этих соединений.

Обоснование биогеохимического происхождения тех или иных органических соединений в составе осадков, пород, горючих ископаемых может базироваться на сопоставлении широко распространенных в разновозрастных и разнофациальных образованиях молекулярных, или химических, ископаемых — хемофоссилий, т.е. ископаемых биомолекул и их опознаваемых фрагментов (Вассоевич, Гусева, Лейфман, 1976а).

Анализ геохимической истории биомолекул в процессах накопления и образования осадочных отложений (зоны седименто- и диагенеза) возможен на молекулярном уровне в силу общности типов моле-

кулярных реакций независимо от источника фоссилирующей биомассы, формы накопления и соотношения с минеральной частью. В этот начальный период геохимической истории биомолекул происходит фоссилизация — захоронение ОВ в осадках, причем на молекулярном уровне можно проследить за характером изменения биомолекул в биохимических и химических процессах, происходящих в зонах седименто- и диагенеза.

Фоссилизация биомолекул осуществляется геохимическими (химическими и коллоидными) процессами, которые выводят биомолекулы, уцелевшие от биогенной деструкции, из биотического круговорота путем перевода в стабильные соединения и (или) посредством консервации.

Поведение биомолекул вне синтезировавших их организмов во многом определяется единством структуры и функции биомолекул, т.е. обусловленностью молекулярной структуры биосоединений их физиологической ролью в живых организмах. Направленность изменений биомолекул в конечном итоге связана с их трофической ценностью и характером химических преобразований в процессах фоссилизации.

В биохимических процессах происходит избирательное разрушение автотрофной биопродукции в пищевых цепях гетеротрофов — консументов и редуцентов (деструкторов). Интенсивность этих процессов обусловлена неодинаковой пищевой ценностью биомолекул, типом и протяженностью пищевых цепей в определенных экосистемах, т.е. степень биохимического разрушения биопродукции регулируется различными экологическими факторами, определяющими специфику фоссилизации ОВ в разных фациальных условиях.

Геохимические процессы фоссилизации биомолекул включают *химические* процессы, связанные с образованием диагенетических дериватов биомолекул, устойчивых к условиям начальных этапов литогенеза, и *коллоидные* процессы, осуществляющие консервацию биомолекул путем их вовлечения в коллоидные образования.

Принципиальной особенностью химических процессов на начальных этапах литогенеза (гидролиз биополимеров, химическая стабилизация, синтез геополлимеров) является сохранение углеродного скелета исходных биомолекул, за исключением случаев декарбоксилирования и потери  $\text{CH}_3$ -групп (Вассоевич, Гусева, Лейфман, 1976а; Гусева, Лейфман, 1978), благодаря чему хемофоссилии — диагенетические дериваты биомолекул — наследуют разнообразные молекулярные структуры биосоединений.

Образующиеся в зонах седименто- и диагенеза гидрофильные коллоидные системы способны консервировать как неизмененные биомолекулы, так и их диагенетические дериваты. Это могут быть органические, неорганические и органо-минеральные коллоиды, изолирующие захваченные ими биомолекулы от воздействия биохимических и химических процессов. Благодаря экранирующему действию коллоидов возможна длительная сохранность даже химически активных органических соединений в домезокагенетических образованиях.

Таким образом, процессы фоссилизации, обеспечивая наследование хемофоссилиями молекулярной структуры биосоединений, способствуют сохранению на молекулярном уровне биогеохимической информа-

ции, т.е. информации об исходных организмах (хемотаксономическая информация) и об условиях геохимической трансформации биомолекул при фоссилизации. Носителями биогеохимической информации на молекулярном уровне являются структурные элементы биомолекул (затем хемофоссилий) — углеродный скелет, стереохимическая конфигурация, функциональные группы.

Из изложенного ясно, что биогеохимия органических соединений, анализирующая геохимическую историю биомолекул, может быть определена как *молекулярная биогеохимия*. Согласно определению Н.Б. Вассоевича, А.Н. Гусевой, И.Е. Лейфмана (1977), молекулярная биогеохимия рассматривает состав и трансформацию биомолекул и продуктов их преобразований в разных геохимических зонах при формировании органического вещества седиментитов и обязанных ему горючих ископаемых. По существу, молекулярная биогеохимия является молекулярной основой учения о генезисе горючих ископаемых.

С позиций молекулярной биогеохимии горючие ископаемые можно рассматривать как по геохимическим зонам, к которым они приурочены, так и по объектам — самим горючим ископаемым в их эволюционном развитии.

Образованиям, не вступившим в мезокатагенетический этап развития, — осадкам, сапропелям, торфам, гумусовым и сапропелевым бурым углям — свойственно значительное разнообразие хемофоссилий (Вассоевич, Гусева, Лейфман, 1976а,б; Гусева, Лейфман, 1976), причем общей чертой является сохранение углеродного скелета исходных биомолекул как низкомолекулярными дериватами, так и структурными единицами геополимеров. Состав ОВ этих образований, не будучи изменен термическим воздействием зоны катагенеза, наследует специфику исходной биомассы и условий фоссилизации, т.е. отражает комплекс факторов, характеризующих биогеохимическое происхождение всех компонентов ОВ.

На молекулярном уровне по составу и преобразованности хемофоссилий можно оценить то специфичное, что отличает, например, сапропели и сапропелиты от торфов и бурых углей и проявляется в соотношении форм фоссилизации, соотношении и составе битумоидной и полимерной (в том числе геополимерной) частей, и т.д. С другой стороны, можно подчеркнуть то общее, что определяется степенью преобразованности исходных биомолекул в данных геохимических зонах, например преобладание биологических стереоизомерных форм в стеранах и тритерпанах, преобладание нечетных над четными n-алканами, наличие химических активных непредельных связей и функциональных групп в низкомолекулярных соединениях и макромолекулах и т.п. Эта общая направленность преобразования ОВ, независимо от конкретного вида горючих ископаемых, выступает как следствие однотипности химических преобразований биомолекул на начальных этапах литогенеза.

Когда главными факторами среды становятся повышенные ( $>50^{\circ}\text{C}$ ) температуры и каталитическое действие некоторых минералов в составе осадочных пород (начиная с зоны мезокатагенеза), развиваются процессы термоллиза и термокатализа фоссилизированного ОВ, приводящие

к распаду макромолекул ОВ и последующему синтезу катагенетических новообразований, в том числе углеводов. В биогеохимическом плане важно то обстоятельство, что термokatализ обеспечивает как сохранение углеродных скелетов биомолекул, так и синтез углеродных скелетов новых типов, не образующихся при биосинтезе, что типично для процессов нефтеобразования (Гусева, Лейфман, 1978) .

С биогеохимических позиций можно отметить общие процессы, происходящие независимо от вида горючих ископаемых, например выравнивание соотношений нечетных и четных *n*-алканов, появление новых стереоизомерных форм — “нефтяных” стеранов и гопанов — вместо биологических (Петров и др., 1976; Гуляева и др., 1978) . Это прослеживается в нефтях, каменных углях, тех горючих сланцах, которые находятся на начальных этапах мезокатагенеза. Вместе с тем каждому из перечисленных горючих ископаемых свойственны свои особенности изменения молекулярной структуры слагающих их компонентов, сопровождающиеся постепенным обеднением биогеохимической информации, “запечатанной” в молекулярных структурах хемофоссилий.

Очень важным представляется биогеохимический подход к генезису отдельных соединений нефти и нефти в целом, рассматриваемый в биогеохимии нефти (Вассоевич, Гусева, Лейфман, 1976а,б) . Подобный подход объясняет появление новых групп среди хемофоссилий нефти, связанных процессам нефтеобразования, ограниченность хемофоссилий нефти по типам наследуемых фрагментов биомолекул и другие особенности хемофоссилий нефти (Вассоевич, Гусева, Лейфман, 1976а,б) . Специфика биогеохимической информации, заключенной в хемофоссилиях нефти, позволяет судить не только о фациальной обстановке накопления нефтематеринских отложений, но и о генетической связи нефти с определенными нефтематеринскими отложениями, о степени “созревания” — “геохимической зрелости” нефти (Advances..., 1977) , наконец, о процессах изменения нефти под влиянием биогенных факторов — биодеградациии нефти (Bailey et al., 1973; Забродина и др., 1978; и др.) .

Как показывает изложенный материал, биогеохимический подход является очень информативным при характеристике генезиса, особенностей состава и онтогенеза различных горючих ископаемых, а также при выявлении общих закономерностей преобразования в осадках и породах ОВ биогенной природы. Видимо, в рамках молекулярной биогеохимии, вслед за биогеохимией нефти, возможно обособление биогеохимии сапропелей, горючих сланцев, торфов, углей и других горючих ископаемых.

## А Б С Т Р А К Т

Biogeochemistry of mineral fuels is the branch of biogeochemistry concerned with the role of living matter in formation of mineral fuels and their alteration under the influence of biogenic factors.

Three trends can be distinguished in the mineral fuels biogeochemistry, i.e. biogeochemistry of elements (biophylic elements, sulphur and etc.) ,

biogeochemistry of stable isotops (carbon, sulphur, oxygen, hydrogen) and biogeochemistry of organic compounds (biomolecules).

The work concerns molecular aspects of biogeochemistry of mineral fuels. The advent of biogeochemistry of organic compounds is connected with the fact that carbon involved in life cycle and in organic matter and caustobioliths buried in sedimentary rocks occurs principally in the form of organic compounds, i.e. biomolecules and their diagenetic and catagenetic derivatives. Thus, geochemical history of carbon in biosphere and sediments can be considered at the molecular level (molecular biogeochemistry).

Geochemical study of organic compounds is carried out in the framework of organic geochemistry and biogeochemistry. In this case one should take into consideration that biogeochemistry is interested in establishing interrelations with living matter, i.e. in determination of genesis of the object under investigation.

From a position of molecular biogeochemistry mineral fuels can be examined according to the geochemical zones, to which they are confined as well as according to the mineral fuels themselves in the course of their evolution.

The considerable variation of chemical fossils (fossil biomolecules and their analogues and identifiable fragments) is typical for sapropels, peats, humic and sapropelic brown coals which didn't enter the mesocatagenetic stage of maturation. In this case preservation of carbon skeleton of initial biomolecules both by low-molecular derivatives and structural units of geopolymers is their general feature. The general tendency of transformation of organic matter apart from concrete type of mineral fuel depends on the degree of transformation of initial biomolecules in given geochemical zone is a consequence of one-type geochemical transformations of biomolecules at the initial stages of lithogenesis.

From the biogeochemical point of view common processes can be noted in mineral fuels of the mesocatagenetic zone, i.e. in oils, coals, oil shales, which occur independently of type of mineral fuels (disappearance of n-alkane odd-even predominance, appearance of new stereoisomers of steranes and hopanes and etc.) simultaneous with specific (dependent on the type of mineral fuels) alteration of the structure of their components. They result in gradual impoverishment in biogeochemical information, "sealed" in molecular structures of chemical fossils.

The biogeochemical approach gives valuable information during definition of genesis and features of composition and ontogenesis of mineral fuels as well as during revealing total regularities of transformation of organic matter of biogenic origin in sediments and rocks.

#### ЛИТЕРАТУРА

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

*Вассоевич Н.Б., Гусева А.Н., Лейфман И.Е.* Некоторые аспекты биогеохимии нефти. — В кн.: Исследования органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1976б, с. 367—380.

- Вассоевич Н.Б., Гусева А.Н., Лейфман И.Е.* Молекулярная биогеохимия фоссилизации органического вещества. — В кн.: VIII Междунар. конгр. по органической геохимии: Тез. докл. М.: Наука, 1977, т. 1, с. 121—122.
- Вернадский В.И.* Очерки геохимии. М. и др.: Горгеонефтеиздат, 1934а. 380 с.
- Вернадский В.И.* Проблемы биогеохимии. 1. Л.: Изд-во АН СССР, 1934б. 47 с.
- Вернадский В.И.* Живое вещество. М.: Наука, 1978. 358 с.
- Виноградов А.П.* Геохимия живого вещества. Л.: Изд-во АН СССР, 1932. 67 с.
- Галимов Э.М.* Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1973. 383 с.
- Гуляева Н.Д., Арефьев О.А., Петров Ал.А.* Стерановые и тритерпановые углеводороды в горючих сланцах. — В кн.: Всесоюз. совещ. "Геохимия горючих сланцев": Тез. докл. Таллин, 1978, с. 29—31.
- Гусева А.Н., Лейфман И.Е.* Эволюция хемофоссилий в процессе формирования горючих ископаемых. — В кн.: V Всесоюз. семинар "Органическое вещество в современных и ископаемых осадках": Тез. докл. М.: Изд-во МГУ, 1976, с. 21—23.
- Гусева А.Н., Лейфман И.Е.* О химизме процессов нефтеобразования. — В кн.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978; с. 112—123.
- Химическая типизация и превращение нефтей в природе/ М.Н. Забродина, О.А. Арефьев, В.М. Макушина, Ал.А. Петров. — Нефтехимия, 1978, т. 18, № 2, с. 280—290.
- Карцев А.А.* Основы геохимии нефти и газа. М.: Недра, 1969, 269 с.
- Органическая геохимия: Пер. с англ. /Под. ред. Дж. Эглинтон, М.Т.Дж. Мэрфи. Л.: Недра, 1974. 487 с.
- Нефтяные стераны и тритерпаны/ Ал.А. Петров, С.Д. Пустильникова, Н.Н. Абрютина, Г.Р. Каграманова. — Геохимия, 1976, т. 16, № 3, с. 411—427.
- Панкина Р.Г.* Геохимия изотопов серы нефтей и органического вещества. М.: Недра, 1978. 247 с.
- Тугаринов А.И.* Общая геохимия. М.: Атомиздат, 1973. 288 с.
- Ферман А.Е.* Избр. тр. М.: Изд-во АН СССР, 1959, т. V. 858 с.
- Advances in organic geochemistry, 1975. Madrid, 1977.
- Bailey N.J.L., Jobson A.M., Rogers M.A.* Bacterial degradation of crude oil comparison of field and experimental data. — Chemical Geology, 1973, v. 11, p. 203—221.

УДК 553.981.2.042 : 551.242.5 (47 + 57)

В.И. ЕРМАКОВ, И.П. ЖАБРЕВ

## ОСНОВНЫЕ ГАЗОНОСНЫЕ ФОРМАЦИОННЫЕ КОМПЛЕКСЫ СССР

Распределение ресурсов природного газа в пределах нефтегазоносных провинций СССР специфично и подчинено ряду закономерностей, в основе которых находится явление пространственного разобщения крупных областей нефте- и газонакопления. При этом подавляющая часть выявленных газовых ресурсов в каждой нефтегазоносной провинции приурочена к одному, реже двум стратиграфическим интервалам, с которыми, как правило, связывается и потенциальная газонасыщенность регионов. На территории СССР в нефтегазоносных провинциях молодых плит 90% разведанных ресурсов газа связано с отложениями мела, на древних платформах более 87% запасов газа приурочено к отложениям нижнепермского и каменноугольного возрастов, а в межгорных альпийских впадинах практически все основные газовые залежи выявлены в неогце-

новых отложениях. В то же время значение этих основных стратиграфических комплексов в общем балансе разведанных запасов газа СССР неодинаково, что можно проиллюстрировать следующими данными (в процентах к общим запасам газа) :

|                    |      |                          |      |
|--------------------|------|--------------------------|------|
| Неоген . . . . .   | 2,1  | Триас . . . . .          | 0,1  |
| Палеоген . . . . . | 1,2  | Пермь + карбон . . . . . | 14,2 |
| Мел . . . . .      | 75,3 | Девон . . . . .          | 0,5  |
| Юра . . . . .      | 6,6  |                          |      |
|                    |      | Всего:                   | 100% |

Как видно из приведенных данных, максимальным газонакоплением характеризуются меловые отложения молодых плит. Отложения пермокарбона, которые на древней Русской платформе содержат основные запасы газа, по абсолютным масштабам газонакопления значительно уступают меловым образованиям. Наконец, еще менее значительны масштабы газонакопления в альпийских межгорных прогибах, к основной газоносной толще которых (неогену) приурочено всего около 2% выявленных ресурсов газа СССР, т.е. в ряду крупных тектонических элементов абсолютная газоносность их главных продуктивных комплексов убывает от молодых к древним платформам и межгорным прогибам. Очевидно, что причины столь неравномерного, а также и избирательного (для крупных тектонических зон) распределения газовых ресурсов кроются в различных условиях генерации и накопления газа. Выявление суммы факторов, определяющих эти условия, может способствовать повышению точности прогнозных оценок перспектив газоносности.

Имеются указания, что пространственная обособленность основной массы залежей газа от нефти обусловлена прежде всего генетическими факторами, среди которых главными являются тип исходного органического вещества (ОВ) и степень его превращенности. Существенно гумусовый характер рассеянного ОВ определяет слабое проявление процесса нефтеобразования, но вместе с тем обеспечивает значительную генерацию углеводородных газов (метана). При этом количество углеводородных газов, генерируемых гумусовым ОВ, прогрессивно возрастает с увеличением степени углефикации вплоть до полуантрацитовой стадии. На средних стадиях катагенеза фиксируется выделение гомологов метана и в подчиненном количестве жидких углеводородов. На стадиях позднего катагенеза (полуантрацитовой, например) затухает генерация углеводородов, в том числе и метана.

Анализ распределения ресурсов газа в различных газоносных и нефтегазоносных регионах показал, что преобладающая часть разведанных запасов газа сосредоточена в крупных зонах газонакопления, генетически связанных с угленосными и субугленосными, главным образом континентальными, отложениями. Имеющиеся данные позволяют считать, что газовые месторождения севера Западной Сибири, с которыми связана основная часть газовых ресурсов СССР, образовались за счет угольного вещества субугленосных отложений.

На территории Западно-Сибирской плиты в течение длительного геологического времени, с начала юрской эпохи до начала позднего мела вклю-

чительно, располагалась обширная низменная аккумулятивная равнина с широко развитыми фациями озер и болот. Преобладание жаркого гумидного климата на большей части территории предопределило видовой состав и густоту растительного покрова, его биологическую продуктивность, обусловило обилие захороняемой органики в осадках, тем самым обеспечив высокую насыщенность разреза угольным веществом.

В истории развития плиты можно выделить два крупных этапа углеобразования. Первый, начавшийся еще в триасовое время в локальных впадинах типа Челябинского грабена, получил наибольшее развитие в нижне-среднеюрское время (соответствует формированию заводоуквской серии). Второй — охватывает период раннемелового-сеноманского времени, которому соответствует образование на севере плиты усть-тазовской серии и входящих в ее состав отложений покурской свиты (апт—альб—сеноман). В породах преобладает органическое вещество гумусовой природы, представленное главным образом в рассеяннотритной, реже в концентрированной форме, в виде пачек углистых глин, прослоев, линз и пластов угля.

Непрерывное осадконакопление в течение длительного геологического времени, наиболее интенсивно происходившее во впадинах, испытавших глубокое прогибание, обеспечило углефикацию ОБ и взаимосвязанную с этим процессом генерацию значительных масс углеводородов. Наиболее высокий метаморфизм угольного вещества характерен для отложений заводоуквской серии, где в центральных частях впадин угольное вещество достигало длиннопламенной—газовой—жирной стадии. В пределах внешнего пояса плиты катагенез угольного вещества завершился на буроугольной стадии. В отложениях покурской свиты угольное вещество на большей части территории находится на начальной и средней буроугольных стадиях и лишь в наиболее погруженных участках — на стадии перехода бурых углей в начальную длиннопламенную. Несмотря на низкую степень углефикации ОБ, большие мощности (более 800—1500 м) и особенно площадь развития угленосных отложений, а также высокая насыщенность разреза угольным веществом обеспечили генерацию колоссальных количеств углеводородных газов.

Формирование в позднемеловое (туронское) время регионального глинистого флюидоупора создало весьма благоприятные условия аккумуляции и сохранения углеводородов, образовавшихся за счет угольного вещества, рассеянного во вмещающих отложениях. Таким образом, формирование газовых месторождений севера Западной Сибири обусловлено генерацией углеводородных газов (метана) всей мощной толщей субугленосной усть-тазовской серии и концентрацией образовавшихся газов в сеноманских отложениях непосредственно под туронской покрывкой.

Газовые месторождения в сеноманских отложениях характеризуются однотипным составом, весьма сходным с составом газов угольных пластов. В газе преобладает метан, на долю которого приходится более 97—99%. Содержание гомологов метана незначительно и не превышает 0,2—0,3%, причем подавляющая часть тяжелых углеводородов представлена этаном. Газы сеноманских отложений существенно отличаются от большинства газов других нефтегазоносных толщ главным образом

по содержанию тяжелых углеводородов. Количество последних довольно велико (до 5—10% и более), и среди них значительную роль играют гомологи метана  $C_3-C_6$ .

Газы сеноманских отложений характеризуются также специфическими изотопными соотношениями углерода. Величина  $C^{13}$  в газах сеноманских отложений колеблется от минус 5,75 до минус 6,78%:

| Месторождение  | $C^{13}$ , % | Месторождение | $C^{13}$ , % |
|----------------|--------------|---------------|--------------|
| Медвежье       | -5,75        | Губкинское    | -6,10        |
| Уренгойское    | -5,92        | Арктическое   | -6,17        |
| Вынгапуровское | -6,00        | Комсомольское | -6,47        |
| Заполярье      | -6,03        | Вынгаоякское  | -6,78        |

Эти данные свидетельствуют о том, что по изотопному составу газы, аккумулярованные в сеноманских отложениях, соответствуют газам, образующимся на самых ранних стадиях углефикации органического вещества. На этих стадиях преобразование гумусового ОВ идет как за счет затухающих биохимических процессов, так и в результате начавшихся термокаталитических превращений, что приводит к преимущественной генерации метана и весьма небольшого количества его гомологов. В нижележащих отложениях, характеризующихся более высоким катагенезом ОВ, газы отличаются повышенным содержанием тяжелого изотопа углерода и характеризуются величинами  $C^{13}$  от минус 3,36 до минус 4,56%. Таким образом, имеется ряд геолого-геохимических признаков, указывающих со всей определенностью на то, что газы, аккумулярованные под мощной покрывкой турона, были генерированы в самих субугленосных меловых отложениях.

На древней Русской платформе основные запасы газа связаны с отложениями карбона и перми. Особенности газоносности этих отложений можно видеть на примере Днепровско-Донецкой впадины, в восточной части которой (примыкающей к Донецкому угольному бассейну) располагается обширная зона газонакопления, характеризующаяся распространением крупных газовых месторождений и высокими плотностями потенциальных ресурсов газа. В этой области развито два газоносных комплекса: нижнекаменноугольный и средне-верхнекаменноугольный—нижне-пермский.

Нижнекаменноугольный комплекс в большинстве районов надежно изолирован от вышележащих отложений мощной (до 700 м) газопорной толщей глинистых и карбонатно-глинистых отложений верхнего визе, намюра и башкирского яруса, а в основании подстилается соленосными верхнедевонскими отложениями. В пределах зоны газонакопления в этих отложениях развиты субугленосные и угленосные фации, обогащенные органическим веществом гумусового типа, достигшим средних стадий катагенеза. В соответствии с этим здесь развиты в основном газоконденсатные залежи.

Среднекаменноугольные отложения совместно с породами верхнего карбона и перми представляют собой единый комплекс, для которого региональным экраном является мощная галогенная толща нижней перми. Крупные газовые залежи в этом комплексе генетически связаны с исклю-

чительно высокой концентрацией гумусового органического вещества в угленосных толщах среднего карбона, приобретающих в зоне газонакопления наибольшее развитие и сопоставимых по масштабам угленакопления с промышленными угленосными толщами Донецкого бассейна. Угли среднего карбона преобразованы в различной степени от бурых и длиннопламенных до газовых и коксовых в наиболее погруженных участках. Характерно, что на участках, где угольное вещество находится на буроугольной стадии катагенеза, развиты залежи сухого метанового газа.

Основное газонакопление происходит в отложениях верхнего карбона и нижней перми, для которых характерно развитие массивно-пластовых залежей, охватывающих отложения обоих стратиграфических подразделений. Газопроизводящие угленосные и субугленосные отложения фиксируются только в нижней части верхнекаменноугольных образований, однако масштабы накопления угольного вещества здесь менее значительны, в связи с чем газовые залежи могли формироваться главным образом за счет миграции углеводородов из нижележащей толщи среднего карбона. При этом характерно, что в последней, несмотря на высокий газопроизводящий потенциал, промышленных скоплений газа не обнаружено благодаря отсутствию надежных газопорупоров.

В западном направлении рассмотренные газоносные комплексы сменяются нефтеносными и нефтегазоносными. Одновременно при сохранении основных особенностей геологического строения происходит заметное изменение одного из важнейших признаков газоносного комплекса. В составе нефтегазопроизводящих толщ начинают преобладать прибрежно-морские терригенные отложения, обогащенные органическим веществом сапропелевого типа, а в углях повышается содержание лейптинита, что увеличивает нефтегенерирующий потенциал этих отложений. Органическое вещество находится на средней стадии катагенеза. Подобное последовательное изменение состава углеводородов и фациального состава генерирующих толщ лишней раз подчеркивает значение генетических типов органического вещества при генерации нефти и газа.

Рассмотренные основные газоносные отложения СССР, меловые и пермо-карбоновые, по своей сущности являются газоносными формационными комплексами. Следует остановиться на этом понятии, которое, с нашей точки зрения, более полно связывает процессы генерации и накопления газа, нежели традиционный термин "нефтегазоносный комплекс".

Региональный нефтегазоносный (а также газоносный либо нефтеносный) комплекс по сложившимся в практике представлениям включает в себя две литолого-стратиграфические толщи, резко различные по своим петрофизическим свойствам. Это аккумулялирующая углеводороды коллекторская толща и перекрывающий ее региональный флюидоупор, в большинстве случаев представленный либо глинами, либо эвапоритами. В соответствии с этим выделение нефтегазоносного комплекса производится без связи с источником углеводородов. Вместе с тем в большинстве случаев имеется полная возможность выделения в разрезе осадочного чехла нефтегазоносных территорий продуцирующих отложений, в особенности в газоносных областях, поскольку для газа более надежно, чем для нефти, установлены пространственные связи между газопроизводящими

и газоаккумулирующими толщами пород. Очевидно, что газоносные формационные комплексы, объединяемые важнейшим признаком, выделяющим их из всех других возможных сочетаний различных отложений, а именно максимальной концентрацией газообразных углеводородов, также характеризуются рядом объединяющих их геолого-геохимических признаков. К ним относятся:

значительная мощность продуцирующих гидродинамически связанных между собой отложений, формирующихся в процессе непрерывного осадконакопления;

наличие мощного регионального газупора, непосредственно и без заметного перерыва перекрывающего газогенерирующие толщи;

развитие в продуцирующих толщах угленосных и субугленосных отложений, являющихся важнейшими аккумуляторами органического вещества в концентрированной, детритной и дисперсно-рассеянной формах;

преимущественно гумусовый тип органического вещества, в процессе катагенеза которого происходит образование главным образом метана с подчиненными количествами тяжелых его газообразных гомологов и жидких углеводородов.

Максимальное газонакопление достигается лишь при сочетании всех перечисленных признаков. Отсутствие хотя бы одного из них резко снижает газогенерирующий либо газоаккумулирующий потенциал отложений, что следует учитывать при прогнозных оценках газоносности.

## ABSTRACT

Distribution of the Soviet natural gas resources among principal stratigraphic units is unequal. About 90% of the resources occur within the Cretaceous and Permo-Carboniferous rocks. The Jurassic sediments account for 6%, while the Neogene, Paleogene, Triassic and Devonian taken together comprise 4%. Principal concentration of gas resources in the Cretaceous beds of young platforms and in the Permo-Carboniferous layers of the ancient Russian Platform is caused by a combination of factors which produces both the abundant gas generation and favourable conditions for its accumulation. In spite of the differences in age structure, these sediments are characterised by a number of similar features. These are as follows:

— considerable thickness of the producing beds which are represented mainly by coal-bearing and subcoal-bearing formations with a high content of concentrated detrital and dispersed forms of humic organic matter;

— mainly average state of catagenesis of organic matter which provides abundant generation of gas;

— easy hydrodynamic connection of the rocks of producing beds which make it possible for gas to migrate within the whole strata and accumulate in gas pools;

— a great thickness of gas seals without significant gap in sedimentation which has excluded considerable loss of gas at the early stages of catagenesis.

## СОДЕРЖАНИЕ

### РЕСУРСЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЫРЬЯ

|   |    |
|---|----|
| <i>А.А. Трофимук, В.С. Вышемирский, Н.П. Запивалов, И.А. Иванов.</i> Новый нефтегазоносный этаж Западно-Сибирской плиты . . . . .                               | 3  |
| <i>В.В. Семенович, С.П. Максимов, С.А. Винниковский, И.П. Лаврушко.</i> Методы прогнозирования потенциальных ресурсов нефти и газа крупных территорий . . . . . | 15 |
| <i>Н.А. Еременко, Л.И. Красный, Л.Э. Левин, Л.И. Лебедев.</i> Нефтегазоносность Тихоокеанского подвижного пояса и Тихого океана . . . . .                       | 23 |
| <i>А.А. Бакиров, Г.Е. Рябухин.</i> Нефтегазоносность древних толщ . . . . .   | 33 |
| <i>В.И. Высоцкий, Ю.Я. Кузнецов, М.С. Моделевский.</i> Нефтегазоносный потенциал континентальных окраин . . . . .   | 41 |
| <i>В.Я. Колесник, Б.Н. Андросов.</i> Геологическое строение, угленосность и перспективы Таймырского угольного бассейна . . . . .                                | 46 |
| <i>В.Ф. Череповский, Г.Ф. Бай-Балаев.</i> Особенности геологического строения и качества углей Южно-Якутского каменноугольного бассейна . . . . .               | 63 |

### ГОРЮЧИЕ ИСКОПАЕМЫЕ

|  |     |
|--|-----|
| Предисловие . . . . .  | 69  |
| <i>Н.Б. Вассович, Н.В. Лопатин.</i> Нефтематеринский потенциал и его реализация в процессе литогенеза . . . . .  | 71  |
| <i>Е.В. Стадник.</i> Зональность распределения природных газов в осадочных бассейнах Русской платформы . . . . .   | 95  |
| <i>Н.Г. Железнова, А.К. Матвеев, В.Ф. Череповский.</i> Основные достижения угольной геологии в СССР . . . . .  | 120 |
| <i>Ю.Р. Мазор, Н.В. Пронина.</i> Основные факторы графитообразования . . . .   | 126 |
| <i>Б.А. Соколов.</i> Эволюция осадочных бассейнов и оценка перспектив их нефтегазоносности . . . . .   | 136 |
| <i>Н.Б. Вассович, Б.П. Назаревич, И.А. Назаревич.</i> Опыт применения историко-генетического метода для определения времени формирования скоплений углеводородов в Восточно-Маньчжском прогибе . . . . . | 149 |
| <i>И.Е. Лейфман.</i> Биогеохимия горючих ископаемых . . . . .  | 161 |
| <i>В.И. Ермаков, И.П. Жабрев.</i> Основные газоносные формационные комплексы СССР . . . . .  | 168 |

## CONTENTS

### NATURE-MADE ENERGY RESOURCES

|   |    |
|---|----|
| <i>A.A. Trofimuk, V.S. Vyshemirsky, N.P. Zapivalov, I.A. Ivanov.</i> New oil and gas level in the West Siberian platform . . . . .                            | 3  |
| <i>V.V. Semenovich, S.P. Maximov, S.A. Vinnikovsky, I.P. Lavrushko.</i> Methods of forecasting potential oil and gas resources of large territories . . . . . | 15 |
| <i>N.A. Eryomenko, L.I. Krasny, L.E. Levin, L.I. Lebedev.</i> Petroleum potential of Pacific mobile belt and Pacific ocean . . . . .                          | 23 |
| <i>A.A. Bakirov, G.E. Ryabukhin.</i> Petroleum potential of old strata . . . . .  | 33 |
| <i>V.I. Vysotsky, Yu. Ya. Kuznetsov, M.F. Modelevsky.</i> Petroleum potential of, continental margins. . . . .  | 41 |
| <i>V.Ya. Kolesnik, B.N. Andronov.</i> Geological structure, coal content and perspectives of the Taimyr coal basin . . . . .                                  | 46 |
| <i>V.F. Cherepovsky, G.F. Bai-Balaev.</i> Geological structure and quality of coal of the South Yakun coal basin . . . . .                                    | 63 |

### COBUSTIBLE MINERAL RESOURCES

|   |     |
|---|-----|
| Foreword . . . . .  | 69  |
| <i>N.B. Vassoevich, N.V. Lopatin.</i> Petroleum generating potential and its realization during catagenesis. . . . .  | 71  |
| <i>E.V. Stadnic.</i> The zone distribution of natural gases in sedimentary basins of the Russian Platform . . . . .   | 95  |
| <i>N.G. Zheleznova, A.K. Matveev, V.P. Cherepovskiy.</i> The main achievements of coalgeology in the Soviet Union . . . . .   | 120 |
| <i>Ju. R. Mazor, N.V. Pronina.</i> Basic factors of graphite formation . . . . .  | 126 |
| <i>B.A. Sokolov.</i> Evolution of sedimentary basins and evaluation of their oil and gas prospects. . . . .   | 136 |
| <i>N.B. Vassoevich, B.P. Nazarevich, I.A. Nazarevich.</i> Application of historicogenetic method for determination of the timing of the formation of hydrocarbon accumulations in the Eastern Manych trough . . . . . | 149 |
| <i>I.E. Leifman.</i> Biogeochemistry of minerals fuels. . . . .   | 161 |
| <i>V.I. Ermakov, I.P. Zhabrev.</i> Principal gas-bearing formational complexes of the USSR. . . . .   | 168 |

УДК 553.98 : 551.73 (571.1)

**Новый нефтегазоносный этаж Западно-Сибирской плиты.** Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Запивалов Н.П., Иванов И.А. — В кн.: Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые. М.: Наука, 1980.

Выявлен новый нефтегазоносный этаж, приуроченный к промежуточному тектоническому комплексу. Он залегает между складчатым фундаментом и платформенным чехлом. Палеонтологическими методами в промежуточном комплексе доказаны верхний докембрий—нижний кембрий, силур, девон, карбон, нерасчлененные отложения верхнего палеозоя; предположительно выделяется пермо-триас. Установлено, что промежуточный комплекс на 78% площади его распространения по условиям катагенеза перспективен на нефть. Предположено наличие в промежуточном комплексе залежей нефти и газа всех известных типов. Основные ресурсы ожидаются в сводовых залежах. Подобный нефтегазоносный этаж может встретиться и на других молодых платформах.

Ил. 5.

УДК 553.98.2.044.048

**Методы прогнозирования потенциальных ресурсов нефти и газа крупных территорий.** Семенович В.В., Максимов С.П., Винниковский С.А., Лаврушко И.П. — В кн.: Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые. М.: Наука, 1980.

Излагаются принципы разделения потенциальных ресурсов по степени достоверности входящих в них оценок, а также методы и способы подсчета ресурсов применительно к выделяемым в них подгруппам и имеющейся информации об оцениваемых территориях. Раскрываются пути дальнейшего совершенствования методов количественной оценки перспектив нефтегазоносности.

УДК 553.98 (571.6 + 265.5)

**Нефтегазоносность Тихоокеанского подвижного пояса и Тихого океана.** Еременко Н.А., Красный Л.И., Левин Л.Э., Лебедев Л.И. — В кн.: Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые. М.: Наука, 1980.

Рассматривается комплекс показателей, контролирующих процессы нефтегазоаккумуляции в Тихоокеанском суперрегионе, а именно: подразделение осадочных и осадочно-породных бассейнов по различным генетическим типам; ареалы распространения каждого типа бассейнов на континентах, в морях и океанах; особенности строения потенциально нефтегазоносной толщ; взаимосвязи между эволюцией бассейнов и плотностями разведанных и прогнозных запасов. В итоге устанавливается, что ресурсы нефти и газа в Тихоокеанском суперрегионе еще далеко не исчерпаны. Многие перспективные районы, в том числе скрытые под водами окраинных и внутренних морей, не только не освоены, но еще и в достаточной степени не изучены.

Ил. 1. табл. 2, библиогр. 17 назв.

УДК 553.98 : 551.242.51

**Нефтегазоносность древних толщ.** Бакиров А.А., Рябухин Г.Е. В кн.: Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые. М.: Наука, 1980.

Рассмотрена нефтегазоносность древних толщ (верхний протерозой, кембрий, ордовик), имеющих широкое распространение на древних платформах: Сибирской, Восточно-Европейской, Африканской, Северо-Американской и Австралийской. Доказано, что в формировании залежей нефти

и газа на всех древних платформах большое значение имеют стратиграфические несогласия и играющие роль покрышек соленосные толщи. Предполагается, что обширные и сравнительно мало исследованные территории древних платформ представляют собой значительный резерв для приращения запасов нефти и газа из древних толщ.

УДК 553.98.2.044 (26)

**Нефтегазовый потенциал континентальных окраин.** В о с о ц к и й В.И., К у з н е ц о в Ю.Я., М о д е л е в с к и й М.С. В кн.: Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые. М.: Наука, 1980.

Выделено в пределах пассивных окраин 60 нефтегазовых и возможно нефтегазовых бассейнов, а в пределах активных окраин — более 50 бассейнов. Геологические потенциальные ресурсы нефти и газа континентальных окраин оценены в 400 млрд. т и 210 трлн. м<sup>3</sup>. Из этого количества свыше 40% приходится на глубины моря до 200 м. Установлено, что при современном уровне цен на нефть и газ рентабельными для освоения являются около 30—35 млрд. т нефти и 20—25 трлн. м<sup>3</sup> газа. В настоящее время добыча нефти и газа на континентальных окраинах составляет около 20% всей морской добычи этих полезных ископаемых; к 2000 г. она может возрасти до 25—30%.

Табл. 2, библиогр. 9 назв.

УДК 55: 553.94 (571.51-1)

**Геологическое строение, угленосность и перспективы Таймырского угольного бассейна.** К о л е с н и к В.Я., А н д р о с о в Б.Н. — В кн.: Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые. М.: Наука, 1980.

В геологическом строении Таймырского угольного бассейна принимают участие докембрийские, палеозойские и мезозойские отложения. Основной угленосной формацией, содержащей значительные запасы каменных углей, является верхнепалеозойская. Угольные пласты приурочены к отложениям верхней и нижней перми. В современном структурном плане выделяются две угленосные площади: Западно-Таймырская и Восточно-Таймырская. В бассейне установлены определенные закономерности в распределении угленосности и степени метаморфизма углей как в разрезе, так и по площади, что позволяет выделить перспективные площади для постановки поисковых и разведочных работ.

Ил. 2, табл. 1, библиогр. 5 назв.

УДК 55 : 553.94 (571.56)

**Особенности геологического строения и качества углей Южно-Якутского каменноугольного бассейна.** Ч е р е п о в с к и й В.Ф., Б а й - Б а л а е в Г.Ф. — В кн.: Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые. М.: Наука, 1980.

Рассматривается тектоническое строение Южно-Якутского каменноугольного бассейна; приводятся краткая литолого-стратиграфическая характеристика угленосной толщи и сведения о качестве углей бассейна. Особое внимание обращено на сложную проблему зональности метаморфизма углей как основную при выборе направления поисковых и разведочных работ и при решении вопросов обогащения углей и их технологической переработки.

Библиогр. 11 назв.

УДК 553.98 + 552.5 + 543.8

**Нефтематеринский потенциал и его реализация в процессе литогенеза.** В а с с о е в и ч Н.Б., Л о п а т и н Н.В. — В кн.: Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые. М.: Наука, 1980.

Рассматриваются различные аспекты проблемы оценки нефтематеринского потенциала пород, относящейся к числу важнейших задач нефтяной геологии и геохимии. Обосновывается положение, что наиболее достоверную и полезную информацию может обеспечить применение ретроспективного историко-генетического геолого-геохимического метода. С понятием о нефтематеринском потенциале органически связывается понятие о его реализации, зависящей не только от свойств нефтематеринской породы, но и от внешних факторов — температуры, соотношения с другими породами и т.д. Это усугубляет необходимость системного подхода к нефтематеринской породе, состоящей из взаимодействующих минеральной, кахитовой и минерально-кахитовой подсистем и в то же время являющейся элементом формации, входящей в мегасистему осадочно-породного бассейна.

Ил. 7, табл. 2, библиогр. 40 назв.

УДК 550.88 + 551.41 (041)

**Зональность распределения природных газов в осадочных бассейнах Русской платформы.** Стадник Е.В. — В кн.: Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые. М.: Наука, 1980.

На основе комплексного изучения природных газов пластовой системы осадочных бассейнов Русской платформы выявлены и сведены в единую целостную систему региональные и локальные закономерности в изменении геохимических характеристик газов, рассеянных в породах, растворенных в подземных водах и заключенных в залежах. Установлена геохимическая связь этих газов. Получены новые данные о генезисе углеводородных и неуглеводородных газов. Разработаны схемы зональности процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в недрах основных бассейнов Русской платформы и других районов. Получили дальнейшее решение вопросы первичной и вторичной миграции газов, разработаны схемы формирования скоплений нефти и газа. Подсчитаны ресурсы газов, растворенных в подземных водах и рассеянных в породах пластовой системы Русской платформы. На основе этих данных проведена оценка прогнозных запасов углеводородов, заключенных в залежах. Рассмотрены методические особенности прогноза нефтегазоносности недр крупных территорий и локальных структур по газовым показателям.

Ил. 5, библиогр. 14 назв.

УДК 553.94

**Основные достижения угольной геологии в СССР.** Железнова Н.Г., Матвеев А.К., Череповский В.Ф. — В кн.: Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые. М.: Наука, 1980.

За истекшее десятилетие в СССР научные исследования в области угольной геологии проводились по семи основным проблемам: по истории угленакпления на территории СССР и земного шара; условиям формирования угленосных формаций; изучению вещественного состава углей и методам разведки угольных месторождений; условиям формирования угленосных формаций; изучению вещественного состава углей и методам разведки угольных месторождений; изучению и прогнозу горно-геологических условий эксплуатации месторождений; комплексному использованию углей и сопутствующих им полезных ископаемых. В результате научных достижений и широких поисковых и геолого-разведочных работ выявлены или разведаны месторождения и угленосные площади во многих угольных бассейнах страны, значительная часть из которых может быть отработана открытым способом. На следующие пятилетия планируется расширение исследований и геологоразведочных работ на уголь и горючие сланцы.

Библиогр. 40 назв.

УДК 549.12 : 553.91.. (571.51)

**Основные факторы графитообразования.** М а з о р Ю.Р., П р о н и н а Н.В. — В кн.: Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые. М.: Наука, 1980.

Обоснованы основные факторы графитообразования в Тунгусском бассейне, где формирование графитов связано с контактовым воздействием интрузивных траппов на угли. Особое внимание обращено на степень преобразованности исходных углей, характер интрузивного тела, вызвавшего контактовые изменения, а также на роль вмещающих пород. Сделанные выводы могут быть использованы для других бассейнов с аналогичными геологическими условиями.

Ил. 1, библиогр. 13 назв.

УДК 553.98

**Эволюция осадочных бассейнов и оценка перспектив их нефтегазоносности.** С о к о л о в Б.А. — В кн.: Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые. М.: Наука, 1980.

Имеет место определенная стадийность изменения факторов, влияющих на образование и накопление нефти и газа. Эта стадийность есть результат направленного необратимого процесса трансформации нефтегазогенерирующих и нефтегазовмещающих пород и аккумулирующих элементов. Процесс сопровождается развитием осадочного бассейна и превращение его в нефтегазоносный. Предложена эволюционно-тектоническая классификация нефтегазоносных бассейнов, включающая 3 типа, 5 подтипов и 15 классов.

Ил. 4, табл. 1, библиогр. 7 назв.

УДК 553.98.41

**Опыт применения историко-генетического метода для определения времени формирования скоплений углеводородов в Восточно-Маньчжском прогибе.** В а с с о в и ч Н.Б., Н а з а р е в и ч Б.П., Н а з а р е в и ч И.А. — В кн.: Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые. М.: Наука, 1980.

Рассмотрены соотношения понятия о времени формирования самой нефти и ее скоплений с другими временными понятиями — о возрасте нефтематеринской породы, коллектора, флюидоупора, ловушки. С помощью стадийного анализа определены температурные и глубинные параметры зон нефти и газогенерации для отдельных этапов в мезозойских отложениях Восточно-Маньчжского прогиба. Показано, что залежи нефти и газоконденсата в отложениях нижнего (пермо-триасового) структурно-формационного комплекса являются реликтами более крупных скоплений нефти, возникших на предшествующих этапах развития и испытавших или испытывающих рассеяние в вышележащие горизонты платформенного чехла, а также термодеструкцию под влиянием жестких термобарических условий. Установлено, что залежи в юрских и нижнемеловых отложениях приурочены к конседиментационным ловушкам, заполнение которых началось в майкопе за счет нижне-среднеюрской нефтегазоматеринской (НГМ) толщи и усилилось в послемайкопское время в результате нарастания эмиграции из апт-альбской НГМ толщи; залежи в верхнемеловых отложениях формируются за счет майкопских, эоценовых и палеоценовых НГМ пород в настоящее время.

Ил. 2, библиогр. 19 назв.

УДК 550.4 : 552.578.2; 550.47

**Биогеохимия горючих ископаемых.** Л е й ф м а н И.А. — В кн.: Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые. М.: Наука, 1980.

Биогеохимию горючих ископаемых можно определить как отрасль биогеохимии, рассматривающую роль живого вещества в образовании горючих

ископаемых и изменении их под влиянием биогенных факторов. Рассмотрены молекулярные аспекты биогеохимии горючих ископаемых: процессы fossilization биомолекул, образование и эволюция хемофоссилий, общее и специфичное в составе и процессах формирования горючих ископаемых определенных геохимических зон, проявляющееся на молекулярном уровне. Биогеохимический подход является информативным при характеристике генезиса, особенностей состава и онтогенеза различных горючих ископаемых, а также при выявлении общих закономерностей преобразования в осадках и породах органического вещества биогенной природы.

Библиогр. 19 назв.

УДК 553.981.2,042 : 551.242.5 (47 + 57)

**Основные газонасыщенные формационные комплексы СССР.** Ермаков В.И., Жабрив И.П. — В кн.: Ресурсы энергетического сырья. Горючие ископаемые. М.: Наука, 1980.

Произведен анализ распределения ресурсов газа в литолого-стратиграфических комплексах крупных тектонических элементов. Показано, что основная часть запасов газа (90%) сосредоточена в меловых отложениях молодых плит и пермо-карбонном комплексе древней Русской платформы. Выявлены геолого-геохимические факторы, обусловившие максимальную генерацию и накопление газа в этих отложениях и рекомендуемые к использованию при прогнозных оценках газонасыщенности.

---

## РЕСУРСЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЫРЬЯ. ГОРЮЧИЕ ИСКОПАЕМЫЕ

*Утверждено Национальным комитетом геологов Советского Союза*

Редактор *Е.М. Маслова*. Художественный редактор *С.А. Литвак*

Технический редактор *Н.А. Посканья*

ИБ № 17195

Подписано к печати 30.04.80. Т — 08523. Формат 60 x 90 1/16. Бумага офсет. № 1

Печать офсетная. Усл.печ.л. 11,3 + 1,0 вкл. Уч.-изд.л. 14,3. Тираж 1000 экз.

Тип. зак. 1287. Цена 1р. 30к.

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

---

**Исправление**

| Страница | Строка | Напечатано  | Должно быть   |
|----------|--------|-------------|---------------|
| 38       | 5 сл.  | 1200–1500 м | 12000–15000 м |

Зак. 1287. Ресурсы энергетического сырья.