

СЕВЕРО-КАВКАЗСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ ИГЕМ РАН
И ВЛАДИКАВКАЗСКОГО НАУЧНОГО ЦЕНТРА РАН
И ПРАВИТЕЛЬСТВА РСО-А

Б. Р. КУСОВ

**ГЕНЕЗИС НЕКОТОРЫХ
УГЛЕРОДСОДЕРЖАЩИХ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ
(ОТ МЕТАНА ДО АЛМАЗА)**

Владикавказ 2012

Кусов Б. Р. Генезис некоторых углеродсодержащих полезных ископаемых (От метана до алмаза): Монография. Издание второе, дополненное. Владикавказ: ИПО СОИГСИ, 2011. – 195 с.

Рецензенты:

В.Н. Макаревич – главный научный сотрудник ВНИГРИ, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАЕН, заслуженный геолог РФ, лауреат государственной премии и премии Правительства РФ (г. Санкт-Петербург).

Ю. К. Голубев – заведующий отделом месторождений алмазов ФГУП ЦНИГРИ, кандидат геолого-минералогических наук (г. Москва).

В книге дается критический анализ гипотезы органического происхождения нефти и газа и показано, что нефть и газ – это начальные звенья в цепи метаморфизма углеводородов, поступающих из мантии в верхние слои земной коры, где они по мере возрастания степени метаморфизма и в зависимости от особенностей развития геологической среды последовательно превращаются в битумы, ископаемые угли (бурые, каменные, антрацит), горючие сланцы, антраколит, шунгит, графит и алмаз.

Даются практические рекомендации по оценке перспектив и проведению поисковых работ, вытекающие из новых представлений о генезисе нефти, газа и алмазов.

Обосновывается мнение о том, что месторождения нефти и газа, разрабатываемые в настоящее время, могли образоваться не ранее палеогена. Кроме того в книгу включены материалы по генезису карбонатных толщ, барьерных и одиночных рифов, соленосных толщ и куполов различных генетических типов, времени и механизму формирования последних и слагающих их солей. Обосновывается эндогенный источник вещества для формирования карбонатных и соленосных толщ.

Показана роль углеродистого вещества в геологии рудных полезных ископаемых, впервые объяснены причины часто встречающихся фактов совместного нахождения углеродистого вещества и различных металлов (цветных, благородных) и редких элементов.

Впервые обосновано, что осадочный чехол содержит глобальную летопись геохимии гидротермального процесса.

Kusov B. R. Genesis of some carbon-containing minerals (from methane to diamonds).

The book offers a critical analysis of the hypothesis of the organic origin of oil and gas . In addition it demonstrates that oil and gas are the initial links in the metamorphism of hydrocarbons coming from the mantle to the upper crust of the earth where they depending on the level of the metamorphism and depending on the peculiarities of the development of the geological environment) consistently turn into bitumen, mineral coals, (brown coal , coal, anthracite), pyroshales, anthracolite, shungit , graphite and diamond.

Practical recommendations are given when evaluating prospects for carrying out exploration resulting from these new ideas based on genesis of oil , gas and diamonds.

The author of the book substantiates the idea that the deposits of oil and gas that are exploited nowadays could exist not earlier than Paleocene Era.

In addition the book contains information on the genesis of carbonate layers, barriers and single reefs, salt- providing layers, sand domes of different types, time and mechanisms of formation of the latest one , sand salts that compose them.

Grounds are given to endogenous of sources of matter for the formation of carbonate and salt-producing layers.

It is directed the role of carbonaceous matter in geology of ore mineral resources and the reasons of often encountered facts of finding carbonaceous substance and various metals (nonferrous, precious) and rare elements.

It is proved that the sedimentary cover contains the global chronicle of geochemistry of hydrothermal process for the time.

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|----|
| ПРЕДИСЛОВИЕ К ПЕРВОМУ ИЗДАНИЮ..... | 5 |
| ПРЕДИСЛОВИЕ СТАРОСТИНА В. И. (ко второму изданию)..... | 8 |
| ПРЕДИСЛОВИЕ КО ВТОРОМУ ИЗДАНИЮ..... | 9 |
| Глава 1. ГЕНЕЗИС НЕФТИ И ГАЗА | 11 |
| 1.1. Предварительные замечания | 11 |
| 1.2. Осадочно-миграционная (органическая) гипотеза | 18 |
| 1.3. Миграция нефти (микроневфти)..... | 19 |
| 1.4. «Биомаркеры» как «доказательство» биогенного генезиса нефти..... | 30 |
| 1.5. Факты, указывающие на глубинный (мантийный) генезис нефти и газа | 45 |
| 1.5.1. Палинологические исследования нефтей..... | 45 |
| 1.5.2. Месторождения УВ и глубинные разломы..... | 46 |
| 1.5.3. Гидрохимические и геотермические особенности нефтегазоносных комплексов | 52 |
| Глава 2. ГЕНЕЗИС ИСКОПАЕМЫХ УГЛЕЙ..... | 56 |
| 2.1. Торфяные болота и тектоника | 56 |
| 2.2. Торфонакопление и угольные пласты | 57 |
| 2.3. Металлы в углях | 63 |
| 2.4. Состав углей..... | 64 |
| 2.5. Химический состав и свойства ОМУ | 66 |
| Глава 3. ГЕНЕЗИС ШУНГИТА И ГРАФИТА | 70 |
| Глава 4. ГЕНЕЗИС АЛМАЗА | 77 |
| 4.1. Состояние проблемы генезиса алмаза..... | 77 |
| 4.2. Механизм формирования полости трубки взрыва..... | 85 |
| 4.3. Термобарические особенности формирования диатрем.... | 91 |

| | |
|---|-----|
| 4.4. Минералы-спутники алмаза (МСА)..... | 95 |
| 4.5. Углеводороды и алмазообразование..... | 99 |
| 4.6. Практические следствия изложенной гипотезы генезиса алмаза..... | 107 |
| Глава 5. О ВРЕМЕНИ ОБРАЗОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА..... | 111 |
| Глава 6. ПРАКТИЧЕСКИЕ СЛЕДСТВИЯ РАЗЛИЧНЫХ ГИПОТЕЗ ГЕНЕЗИСА НЕФТИ И ГАЗА..... | 117 |
| Глава 7. УГЛЕРОДИСТОЕ ВЕЩЕСТВО В ГЕОЛОГИИ РУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ..... | 122 |
| Глава 8. Эндогенные факторы формирования хемогенных карбонатных пород и коллекторов..... | 133 |
| 8.1. Предварительные замечания..... | 133 |
| 8.2. Карбонатные толщи..... | 134 |
| 8.3. Рифы..... | 135 |
| 8.4. Формирование пустотного пространства в карбонатных породах..... | 138 |
| 8.5. Коллекторы в песчаниках и эффузивных породах..... | 141 |
| 8.6. Коллекторы в породах кристаллического фундамента.... | 142 |
| Глава 9. ГЕНЕЗИС СОЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ И КУПОЛОВ..... | 144 |
| 9.1. Соленосные толщи..... | 144 |
| 9.2. Соляные купола..... | 150 |
| 9.3. Возраст соляных куполов и слагающих их солей..... | 159 |
| Глава 10. ГЛОБАЛЬНАЯ ЛЕТОПИСЬ ГЕОХИМИИ ГИДРОТЕРМАЛЬНЫХ ПРОЦЕССОВ В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ..... | 162 |
| ЛИТЕРАТУРА..... | 175 |

ПРЕДИСЛОВИЕ К ПЕРВОМУ ИЗДАНИЮ

Месторождение любого полезного ископаемого есть частное проявление многофакторного и вечного процесса формирования земной коры, в течение которого всякое месторождение проходит полный жизненный цикл — формируется, существует в течение какого-то времени и разрушается. Необходимость изучения основных факторов, влияющих на формирование месторождений того или иного полезного ископаемого, а также форм проявления этих факторов, более, чем очевидна. Месторождения углеродсодержащих полезных ископаемых (УПИ) — нефть, газ, ископаемые угли, горючие сланцы, шунгит, графит, алмаз и др. — занимают одно из важнейших мест в жизни человечества и имеют, как будет показано далее, общие генетические корни. В то же время некоторые вопросы генезиса их, влияющие на методику прогноза и поисков, остаются дискуссионными. Более того, касательно генезиса месторождений углеводородов (УВ) противоречия между положениями доминирующей (органической) гипотезы и фактами из практики поисков залежей нефти и газа достигли критического уровня, когда положения гипотезы становятся тормозом в переводе работ по прогнозу и освоению ресурсов нефти и газа на более эффективную идеологическую (научную) основу. То-есть, имеет место откровенное отставание доминирующей гипотезы от практики. Но вместо того, чтобы пересмотреть суть не состоявшейся гипотезы, некоторые [174] требуют безоговорочного признания её. Кроме того, делаются попытки (естественно — тщетные) создать на её основе общую теорию нефтегазоносности недр [57], отвлекая значительный творческий потенциал геологического сообщества на явно бесперспективное занятие.

Вопросы генезиса ископаемых углей находятся в ещё более плачевном состоянии. Единственная гипотеза образования ископаемых углей из растительных остатков через торф не в состоянии объяснить многие особенности строения и состава угольных пластов и месторождений в целом. Не лишены определённых проблем вопросы генезиса и некоторых других УПИ

(включая алмазы) и хемогенных осадочных толщ, содержащих различные полезные ископаемые. На конкретных примерах будет рассмотрено состояние перечисленных вопросов (проблем) и будет дано им иное толкование, не противоречивое и объясняющее все или наибольшее количество фактов, относящиеся к предмету обсуждения.

Несколько слов о методике научного познания и решения конкретных проблем. Во многих работах именитых авторов сталкиваешься с ситуацией, когда решение обозначенной проблемы размазывается и растворяется в рассуждениях, охватывающих бесконечные просторы пространства и времени, создавая в глазах студентов и доверчивых читателей видимость всеобъемлющего подхода к решению вопроса. На самом деле проблема и её решение запутываются ещё больше. Причина такого явления заключается в неумении чётко сформулировать суть проблемы и обозначить границы (пространственные, временные и др.), в пределах которых должна решаться проблема. Приведём пример из области геологии нефти и газа, наиболее обсуждаемыми проблемами которой являются вопросы генезиса нефти и газа и времени и механизма формирования месторождений их. Суть этих проблем кратко можно сформулировать следующим образом — нефть и газ, которые мы сегодня находим в недрах земли, добываем и перерабатываем — органического происхождения, образовавшиеся в соответствии с положениями осадочно-миграционной гипотезы, или глубинного (мантийного) происхождения, поступающие в верхние слои земной коры по глубинным разломам? И, второе, — когда (в какое геологическое время) и каким образом сформировались и формируются месторождения их? Решение этих проблем имеет важнейшее значение для практики прогнозирования и поисков нефтяных и газовых месторождений, о чём более подробно будет сказано в соответствующих главах настоящей работы. Поэтому не удивительно, что этим проблемам посвящается огромное количество работ. В некоторых из них вместо детального обсуждения и объяснения всех фактов, имеющих прямое отношение к сути проблемы, предлагается охватить мысленным взором околосреднее

космическое пространство со времени образования планеты Земля [5], демонстрируя тем самым одинаковую степень своего знакомства с различными характеристиками и параметрами разрабатываемых сегодня месторождений нефти и газа и событиями в околоземном космическом пространстве с момента образования нашей планеты.

Первоначально настоящая работа задумывалась как статья о генезисе нефти и газа, но в процессе работы для автора стало очевидным, что нефть и газ — это начальные звенья в цепи метаморфизма углеводородов, поступающих из мантии в верхние слои земной коры, где они по мере возрастания степени метаморфизма последовательно превращаются в битум, ископаемые угли (бурые, каменные, антрацит), горючие сланцы, антракосолит, шунгит, графит и алмаз. Некоторые разделы книги ранее были опубликованы в различных периодических изданиях. Кроме материалов по генезису упомянутых полезных ископаемых метаморфического ряда углеводородов в книгу включены ещё и материалы по генезису карбонатных и соленосных толщ, а также по формированию генетически различных соляных куполов, времени образования их и возрасте слагающих их солей.

Необходимо пояснить причины необычной последовательности изложения материала, касающегося нефти и газа. Главы «О времени формирования залежей нефти и газа» и «Практические следствия различных гипотез генезиса нефти и газа» помещены не в конце материалов по генезису нефти и газа, а после глав о генезисе ископаемых углей, шунгита, графита и алмаза. Это сделано по следующим соображениям. Особенности метаморфизма углеводородов, в процессе которого они последовательно превращаются в ископаемые угли, антракосолит, шунгит, графит и алмаз, сыграли главную роль в выработке гипотезы о времени образования залежей нефти и газа, а также влияют на практику прогноза и поисков последних.

В процессе работы над настоящей книгой автор обсуждал отдельные вопросы со своими коллегами, которым он весьма признателен. Это — Бритаев Ц. Х., Воинков Д. М., Голубев Ю. К., Грибик Я. Г., Дахнова М. В., Дзайнуков А. Б.

ПРЕДИСЛОВИЕ СТАРОСТИНА В. И. (ко второму изданию)

Монография Б. Р. Кусова посвящена весьма актуальной проблеме происхождения широкого спектра месторождений полезных ископаемых, относящихся к категории жизненно важных не только для нашей страны, но и для развития всего человечества. Он рассматривает рудные (металлические и неметаллические) и горючие (уголь, нефть, газ и др.) виды минерального сырья, генетическая связь между которыми большинством исследователей не признается.

Одной из удивительных особенностей геологической науки является автономное развитие вот уже более 100 лет двух ее, казалось бы, взаимосвязанных ветвей — рудной и нефтегазовой. Оперируя одной и той же или близкой по смыслу специальной терминологией (бассейны, стадии, растворы-флюиды, температуры, давления, рН и Eh среды, законы фильтрации), а также исследуя объекты, расположенные часто в пределах одних и тех же региональных структур, геологи-рудники и геологи-нефтяники тем не менее шли своими обособленными путями.

Достижения наук о Земле, особенно во второй половине XX и начале XXI века, настолько расширили наши представления о процессах концентрации и рассеивания минеральных веществ в земной коре, что стало очевидным единство многих фундаментальных законов, контролирующих генерацию, миграцию и аккумуляцию промышленных объектов металлического, неметаллического и углеводородного сырья.

Б.Р. Кусов относится к категории исследователей, имеющих большой опыт практической работы в различных провинциях горючих полезных ископаемых. В своей работе он на основе собственных материалов и анализа обширной литературы, решительно защищает положение о первичной эндогенной природе практически всех жизненно важных видов минерального сырья.

В краткой тезисной форме Б.Р. Кусов изложил главные черты взаимосвязанных фрагментов общей концепции минерации полезных ископаемых, учитывающей обширный материал, который обычно игнорирует большинство исследователей. Выход такой книги весьма актуален. Необходимо только учитывать, что изложенные автором представления это далеко еще не теория. Это смелая, достаточно аргументированная концепция. Автор мало уделил внимания экзогенным факторам и их совместной с эндогенными процессами роли в концентрировании рудного вещества. За бортом исследования остались проблемы эволюционной металлогении и геотектоники, роль которых в формировании месторождений полезных ископаемых, несомненно, значительна.

Выход такой книги весьма актуален. Она вызовет полезную для геологии полезных ископаемых дискуссию и стимулирует интерес учёных и практиков к дальнейшему более углублённому изучению рассмотренных в монографии генетических проблем.

В. И. Старостин — доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и геохимии полезных ископаемых геологического факультета МГУ имени М. В. Ломоносова, действительный член РАЕН.

ПРЕДИСЛОВИЕ КО ВТОРОМУ ИЗДАНИЮ

В своей монографии «Генезис некоторых углеродосодержащих полезных ископаемых (от метана до алмаза) Б. Р. Кусов впервые представил убедительное решение одной из самых сложных и спорных тем современной геологии. Автор провел обзор почти всей, имеющейся литературы, опубликованной по теме генезиса углеводородов, и представил читателям геологический анализ и строго логичные обобщения по более, чем 170 печатным работам. В отличие от предыдущих исследователей

по генезису отдельных видов ископаемых, автор, будучи профессиональным геологом-нефтяником, в целом решил задачу о генезисе всего спектра углеродсодержащих полезных ископаемых. В таком полном объеме и с такой глубиной анализа вопросы генезиса углеродсодержащих ископаемых ранее не рассматривались. Монография Б. Р. Кусова позволяет завершить многолетние российские споры о генезисе таких важнейших полезных ископаемых как нефть, газ и каменные угли. Возникла необходимость пересмотра действующих геологических критериев и методик поисковых работ углеродсодержащих полезных ископаемых, в первую очередь на нефть и газ. Монография Б.Р. Кусова интересна и необходима как профессионалам, так и студентам. Книгу следует рекомендовать в качестве учебного пособия для геологических специальностей высших учебных заведений, особенно для специальности «геология и разведка нефтяных и газовых месторождений». К сожалению, первый тираж был слишком мал для российской геологической службы и не представляет такой возможности. Поэтому ОАО «НК «Роснефть» посчитало необходимым заказать второе, дополненное издание книги Б. Р. Кусова, в которую автор включил новые главы и в которых изложены выводы, логически вытекающие из новых представлений генезиса широкого спектра пород и флюидов осадочного чехла.

Гилаев Г.Г. — вице-президент ОАО «НК «Роснефть»;
Бачин С.И. — к.г.-м.н., директор департамента ГРР и лицензирования;
Гудырин М.П.- первый заместитель директора;
Мальшев Н.А. — д.г.-м.н., заместитель директора;
Скворцов М.Б. — к.г.-м.н., заместитель директора — начальник управления;
Бородяев Б.Г. — к.г.-м.н., зам. начальника управления.

ГЛАВА 1. ГЕНЕЗИС НЕФТИ И ГАЗА

1.1. Предварительные замечания

Уже многие годы мирно сосуществуют две взаимоисключающие гипотезы генезиса нефти и газа — осадочно-миграционная (органическая) и глубинная (абиогенная). Суть гипотез, их авторы и сторонники хорошо известны, поэтому нет необходимости в их повторении и перечислении. В последнее время появляются публикации с неудачными попытками сближения этих гипотез [21, 22, 47, 124, 125]. В некоторых из них явно просматривается сокровенное намерение их авторов плавно и элегантно перейти из стана «органиков» в храм «неоргаников» [47]. А автор [125, стр. 42] считает, что дилемма: нефть и газ биогенного или абиогенного происхождения — вообще не имеет научного решения, а в ряде вопросов и практического значения, утверждая, что, «Весь накопленный геохимией научный материал свидетельствует о том, что образование углеводородов — это внутреннее свойство всех земных оболочек — от почвенного слоя до мантии включительно». Странная логика. Если образование УВ — это внутреннее свойство всех земных оболочек — от почвенного слоя до мантии включительно, то наука во главе с цитируемым автором должна объяснить весьма сложный избирательный характер реализации «всеми земными оболочками» своего «внутреннего свойства», на что он обратил своё внимание ранее [124] без попыток объяснить это явление и дать практические рекомендации по прогнозированию и поискам нефти и газа. В то же время он утверждает, что слабостью концепции абиогенного генезиса УВ является то, что она не позволяет непосредственно наблюдать вещество в очагах синтеза глубинных УВ. Во-первых, не понятно, почему автор рассматриваемой работы такой упрёк не ставит и концепции образования месторождений различных твердых полезных ископаемых, например свинца, цинка, серебра, золота, платины, алмаза и т.д. Ведь сте-

пень наблюдаемости вещества в очагах синтеза глубинных УВ и твёрдых полезных ископаемых одинакова, или же он считает, что источник вещества перечисленных твёрдых полезных ископаемых тоже может находиться в почвенном слое, и потому доступен для непосредственного наблюдения. Во-вторых, в работе почему-то отсутствуют сведения о научных наблюдениях за процессами образования УВ в почвенном слое, доступном для непосредственного наблюдения всегда и везде. Ведь органическая гипотеза, как полагает упомянутый исследователь, в отличие от абиогенной, «позволяет» непосредственно наблюдать вещество в очагах синтеза УВ.

Ещё одно утверждение автора рассматриваемой работы, мимо которого нельзя пройти. Утверждается, что основные положения глубинной концепции образования УВ находят объяснение с точки зрения органической гипотезы и в доказательство своего утверждения приводит нижеследующую сопоставительную таблицу.

Таблица 1. Основные положения глубинной концепции нефтегазообразования, с которыми согласились сторонники осадочного генезиса нефти и газа. [125, стр. 44]

| Положение | Объяснение с точки зрения органической концепции |
|---|---|
| 1. Углеводороды, образующие месторождения, могут иметь мантийное происхождение. | В зонах субдукции в мантию затягиваются морские осадки и вода с органическим веществом. |
| 2. Углеводороды, образующие месторождения, могут поступать из фундамента осадочных бассейнов. | Существуют «подфундаментные» осадочные бассейны. |
| 3. Месторождения нефти могут образоваться в гранитном слое земной коры. | «Материнские» осадочные породы гранитов содержали биогенное вещество. |

| | |
|---|---|
| 4. Месторождения нефти и газа формируются гидротермальными потоками, движимыми эндогенной энергией Земли. | Углеводороды в гидротермальные системы поступают из осадочных пород. |
| 5. Глубинные разломы играют роль флюидопроводящих систем. | Объяснение не требуется. |
| 6. Большинство крупных месторождений имеют молодой возраст | Все зависит от времени созревания материнского вещества. |
| 7. Существует современная подпитка углеводородами месторождений нефти и газа с глубины. | В осадочных породах идут современные процессы нефтегазообразования. |
| 8. Возможна высокая скорость образования нефтяных и газовых месторождений. | Возможна высокая скорость «созревания» органического вещества осадочных пород под воздействием локальных потоков тепла. |
| 9. В зонах сеймотектонической активности в осадочных породах происходит абиогенное образование углеводородов. | При трении в горных породах происходят механохимические реакции с участием водорода и углерода любого происхождения. |

Специалист, который принимает такие объяснения и соглашается с ними, действительно должен говорить об отсутствии проблемы генезиса УВ вообще, и не рассматривать её ни в каком ракурсе, поскольку из приведённых в таблице объяснений органиков вытекает, что рассеянное органическое вещество (РОВ) горных пород генерирует (или превращается в) УВ: 1) **когда надо** — п.6; 2) **сегодня** — п.7; 3) **быстро** — п.8; 4) **только после того, как окажется под фундаментом** — п. 2; 5) **ждёт, пока вмещающие осадочные породы превратятся в граниты** — п. 3; 6) **когда их затянет в зону субдукции** — п.1.

А как теперь быть с главной зоной нефтеобразования (ГЗН) и главной зоной газообразования (ГЗГ) — основными «китами»

осадочно-миграционной гипотезы генезиса УВ? Или «киты» отменяются?

Известно, что в процессе научного познания окружающего мира в каждый конкретный момент наиболее конструктивной, и, следовательно, перспективной является та гипотеза, которая внутренне непротиворечива и объясняет все или наибольшее количество фактов, относящихся к предмету исследования, а не обходит их молчанием. Памятуя об этом и вопреки ультимативному требованию некоторых сторонников органической гипотезы безоговорочно признать её [174], кратко рассмотрим гипотезы и их отношение к хорошо известным фактам.

Прежде, чем приступить к анализу состояния вопроса, необходимо сделать некоторые замечания. Известно, что органическая гипотеза предполагает образование углеводородов (нефти и газа) из органического вещества (ОВ) горных пород, которое попало в осадочные породы в момент седиментации в составе остатков живых организмов и растений. Иногда вместо ОВ употребляется «рассеянное органическое вещество» (РОВ) горных пород, но суть от этого не меняется. Здравый смысл и логика научного исследования требуют, чтобы эти два главных термина органической гипотезы — ОВ и УВ, как минимум, были чётко определены и описаны. Должно быть известно, что понимается под ОВ хотя бы касательно генезиса УВ и что такое УВ. По каким параметрам принципиально отличается одно от другого? Если относительно того, что понимать под УВ в научной литературе в какой-то степени всё ясно, то с понятием ОВ нет никакой ясности. В научной литературе нет описания ОВ (химический состав, химическая формула, физическое состояние, форма нахождения и т. д.,) и как меняются эти параметры ОВ при термической деструкции, в результате которой якобы образуются УВ. Во многих публикациях ОВ и УВ плавно переходят друг в друга и употребляются как синонимы, и при таком состоянии понятийной базы делаются попытки решать вопросы перспектив нефтегазоносности территорий и генезиса нефти и газа.

Приведём конкретные примеры. В работе [40, стр. 39–40] читаем: «В их число обязательно должны входить геохимиче-

ские методы исследования, поскольку только они позволяют получать прямую информацию о количестве и составе ОВ, в том числе и нефти, в различных типах пород и интервалах разреза». Авторы рассматриваемой статьи считают нефть составной частью ОВ горных пород, и это не случайная оговорка, что видно из последующих фраз: «Результаты геохимических анализов показали очень неравномерное распределение различных компонентов ОВ по разрезу. ... Доля свободных УВ в ОВ в образцах 3, 4 ($S_1/C_{орг}$) ... на порядок выше, чем в других образцах».

В другой работе [10, стр.78] сказано, что «В асфальтенах же рассеянного ОВ террагенной природы V^{+4} в составе ванадилловых порфиринов присутствует лишь в следовых количествах».

В [116] с целью генетической типизации конденсатов исследуются «генетические» показатели в системах «конденсат-конденсат», «конденсат-нефть» и «конденсат — битумы ОВ пород», Здесь же часто употребляется словосочетание «сингенетический битум ОВ пород».

В работе [30] приводятся результаты сопоставления углеводородного состава конденсата и РОВ вмещающих отложений.

Работа [132] почти полностью посвящена изучению углеводородного состава ОВ пород различных литолого-стратиграфических комплексов палеозоя западного обрамления Прикаспия.

В монографии [32, стр. 9] утверждается, что «...обнаружение изопреноидных УВ в каустобиолитах и рассеянном ОВ — одно из выдающихся открытий в органической геохимии за последние 20 лет».

Ещё несколько цитат из работ по органической геохимии. «Только в последние десятилетия повысился интерес к изучению органического вещества и его битуминозной части в связи с тем, что увеличилась добыча нефти из карбонатных отложений, и некоторые геологи и геохимики стали рассматривать их как возможно нефтепроизводящие» [8, стр. 134].

«На рис. 3 показана зависимость содержания битумоидов в органическом веществе так называемого битумоидного коэффициента (β) от концентрации органического углерода» [138,

стр. 659]. Здесь речь идет об ОВ в юрских отложениях Степного Алтая.

В [43] уже название статьи — «Порфирины нефтей и битуминозных компонентов органического вещества пород как показатель их генетической связи» — указывает на то, что, по мнению её авторов, битуминозные компоненты являются неотъемлемой частью ОВ пород.

Такое «взаимопроникновение» ОВ и УВ «узаконено» в методических рекомендациях различных НИИ по исследованию ОВ — УВ. Например, в [106] говорится, что для решения поисковых задач наибольший интерес представляют битуминозные компоненты ОВ.

В другой аналогичной работе [107, стр.3] читаем «Широкое внедрение в практику поисково-разведочных работ геохимических критериев прогноза нефтегазоносности требует разработки новых точных и экспрессных методов анализа для определения параметров количества и состава органического вещества и его битумных и углеводородных компонентов».

Это далеко не полный перечень научных работ, в которых УВ рассматриваются как часть РОВ горных пород и об этом говорится как о само собой разумеющемся, даже не задерживая на этом свое внимание.

Как видим, ОВ, из которого, по мнению сторонников органической (осадочной) гипотезы должна образоваться нефть, уже содержит все компоненты нефти. В связи с этим возникает вопрос — чем отличается ОВ пород от УВ и что от чего произошло? Убедительного ответа на этот вопрос в вышеперечисленных и аналогичных им работах нет. Но причины сплошной путаницы в понятиях ОВ — УВ становятся понятны, если ознакомиться с методикой определения РОВ в горных породах [107]. Образец породы измельчается и обрабатывается соляной кислотой для удаления карбонатов. После этого порошок сжигается и определяется количество выделившегося CO_2 . Считается, что источником углерода для образования CO_2 может быть только органическое вещество, поскольку карбонаты предварительно были удалены путём обработки соляной кислотой. Количество ОВ

(РОВ) выражается в процентах через $C_{\text{орг}}$. Вроде бы всё правильно, но, как видим, химический состав, форма вещества и другие параметры его, в состав которого входил органический углерод в образце горной породы, остаются «за кадром», неизвестными. А когда вторую половину того же образца породы с помощью различных растворителей разделяют на минеральную часть и УВ (остаточная в керне нефть) и последние не сжигаются, а определяют их состав, количество и другие параметры, то к радости исполнителей и идеологов генетико-геохимических исследований ОВ и УВ обнаруживается «удивительно» стойкая прямая корреляция между количеством $C_{\text{орг}}$ (РОВ), из которого якобы образовалась (или должна образоваться) нефть, и количеством УВ в породе. И на этом факте держится органическая гипотеза происхождения нефти и газа. При этом не объясняется, почему РОВ, которое, якобы в результате термической деструкции преобразовалось в нефть, сохраняет своё количество пропорционально степени продуктивности (нефтенасыщенности) пород, из которых были взяты образцы. Ведь должно же быть наоборот. Если РОВ преобразовалось в нефть, то его уже не должно быть, а вместо него должна быть нефть или её хорошо видимые следы, если она вдруг куда-то ушла. И никого не смущает тот факт, что если одну половину образца породы измельчили, обработали кислотой и сожгли, то нефть, которая была в нём, выдаётся за РОВ. А нефть в другой половине образца, которую извлекли органическими растворителями, но не сожгли, а исследовали, признаётся нефтью (битумоидами). То-есть, одно и то же вещество в одном случае выдаётся за РОВ, из которого якобы образовалась (или должна образоваться) нефть, а в другом случае за нефть, которая образовалась из РОВ. Не смущает также и то, что за контуром нефтяных и газовых залежей в продуктивных отложениях за редким, но объяснимым исключением, нет ни РОВ ни битумоидов (такие факты приведены далее). И на основании таких «научно обоснованных» и высокоточных лабораторных исследований в течение многих десятилетий «решаются» многие проблемы геологии нефти и газа, в том числе и вопросы генезиса их.

В последние 10–15 лет в практике лабораторных исследований РОВ — УВ вслед за французскими учёными [193] в России начали широко использовать прибор Rock-Eval, но суть исследований от этого не поменялась, поскольку ускорение процесса и повышение точности измерений не избавляют от идеологических ошибок. Более того, разработчики Rock-Eval в работе [193] прямо указывают, что прибор предназначен для исследования состава нефти в коллекторе, хотя по результатам исследований они сами пытаются определить «нефтематеринские» свойства пород (*нефтенасыщенного коллектора! К. Б.*) и тем самым окончательно запутывают и себя и доверчивых читателей.

Изложенного уже достаточно, чтобы прекратить обсуждение органической гипотезы происхождения нефти, как одного из величайших заблуждений, если не сказать — авантюры, двадцатого века в области геологии нефти и газа. Но сохраняющееся до сих пор доминирующее положение гипотезы вынуждает рассмотреть более подробно некоторые её аспекты.

1.2. Осадочно-миграционная (органическая) гипотеза

Предполагает образование нефти (микронефти) в осадочном чехле из РОВ горных пород. Микронефть, мигрируя, в основном латерально, из мест образования в ловушки, формирует месторождения. В осадочном чехле выделяются главная зона нефтеобразования (ГЗН) и главная зона газообразования (ГЗГ) на глубинах 2–3 и 3–6 км. соответственно. Таковы основные положения органической гипотезы происхождения нефти и газа. Рассмотрим более внимательно степень соответствия положений этой гипотезы многим известным фактам.

Противоречивость положений гипотезы проявляется уже в определениях понятий ГЗН и ГЗГ. Утверждается, что в результате термической деструкции РОВ осадочного чехла происходит образование нефти на глубинах 2–3 км (ГЗН) в платформенных областях, а в «глубоких впадинах и альпийских прогибах» — на

глубинах 3–6 км [140]. Для ГЗГ эти глубины соответственно 3,5–5 км и 6–9 км. С таким утверждением можно согласиться только в том случае, если допустить, что температура в осадочном чехле на платформе на глубинах 2 — 3 км соответствует температуре «в глубоких впадинах и альпийских прогибах» на глубинах 3–6 км. Но, как правило, «в глубоких впадинах и альпийских прогибах», особенно в последних, осадочный чехол характеризуется более высокими температурами. Поэтому превращение РОВ в УВ должно начинаться на меньших, чем на платформах, глубинах, а не наоборот.

1.3. Миграция нефти (микронефти)

Сопоставление плотности запасов на месторождениях с гипотетической «плотностью генерации» нефти из РОВ предполагает миграцию (сбор) нефти с площади, в сотни и тысячи раз превышающей площадь месторождения, что невозможно в принципе по следующим причинам. Во-первых, во многих случаях, а в карбонатных отложениях и породах кристаллического фундамента почти всегда, на некотором удалении от залежи породы за всю историю своего существования полностью были лишены проницаемости, и ни о какой миграции УВ через них не может быть речи. Во-вторых, детальное изучение строения осадочного чехла и, особенно практика разработки и эксплуатации месторождений УВ, показывает, что в осадочном чехле не существуют участки (блоки) размерами несколько десятков (не говоря уже о большем) километров, лишённых разломов. А разломы, независимо от их амплитуды, являются непроницаемыми экранами для нефти и газа (за исключением эпох повышенной тектонической активности региона, когда идет процесс формирования разломов или их оживление). К такому же выводу ранее пришли исследователи [16] в результате изучения многих нефтегазоносных структур. Отсутствие следов миграции за контуром нефтяных залежей, на что указывают многие исследователи [114, 115] и о чём хорошо известно геологам-производ-

ственникам, говорит о том, что при формировании нефтяных месторождений латеральная миграция УВ за их пределами места не имела.

В работе [139] приводятся факты, указывающие на отсутствие эмиграции так называемой микронепти из так называемого РОВ в осадочных породах. В процессе изучения углеродистого вещества в осадочно-метаморфических породах докембрия авторами упомянутой работы на обширном фактическом материале описаны морфогенетические особенности проявления углерода в породах. В связи с большим значением этих фактов рассмотрим некоторые из них более подробно.

Точечная тонкодисперсная форма нахождения углеродистого вещества является наиболее часто встречаемой, наиболее распространённой. Углеродистые частицы, наиболее распространённые размеры которых составляют первые микроны, в большинстве случаев равномерно пронизывают всю породу, но плотность диспергирования бывает самой различной, от нескольких частичек на сто квадратных микрон до весьма плотного насыщения породы углеродистым веществом, когда она становится серой или чёрной. Эта форма нахождения свободного углерода свойственна главным образом тонкокристаллическим метаморфическим породам (обычно сланцам), а также отмечается в отдельных тонкокристаллических участках пород, сильно метаморфизованных и перекристаллизованных с укрупнением зернистости. Тонкая вкрапленность углерода в разрезе имеет чётко выраженную слоистость, совпадающая со слоистостью вмещающих пород вплоть до тончайшей слоистости. Выдержанность слоек или зон обогащения углеродом не нарушается даже процессами бластогенеза и слойки или зоны обогащения беспрепятственно секут крупные порфиروبласты граната, ставролита, кианита, плагиоклаза и других минералов. Авторы работы [139] предполагают, что точечная тонкодисперсная форма нахождения углерода в породах докембрия наиболее близка к первичной рассеянной форме нахождения ОВ в первичных осадочных породах и на этом основании часто говорят о биогенном происхождении углерода (УВ) в породах. На самом деле

эти факты доказывают обратное по следующим причинам. Если принять гипотезу образования тонкодисперсного углерода в метаморфических породах из РОВ первичноосадочных пород, то нет удовлетворительного ответа на многие возникающие вопросы. Например, каким образом ОБ живых организмов и растений, превратившись в углерод (графит) в чистом виде без всяких следов присутствия самих организмов (фрагменты скелетов, растительных тканей и т.д.) оказалось в тонкорассеянном виде в породах? Ведь фрагменты растений и живых организмов в осадочных породах сохраняются всегда и никакие процессы метаморфизма не приводят к полному бесследному уничтожению их. К примеру, в кимберлитовой трубке Весселтон (ЮАР) на глубине 45 м встречена крупная глыба (ксенолит) осадочных пород с остатками окаменелых организмов, а на глубине 105 м обнаружено обугленное дерево [169]. Некоторые другие факты обнаружения остатков растений и живых организмов в породах различного возраста приводятся ниже, но, ни в одном случае около них не было замечено ни ОБ, ни УВ, за исключением случаев, когда эти остатки находятся в пластах бурых или каменных углей, которые являются продуктом метаморфизма углеводородов [94].

Или, почему углерод в породах имеет слоистый характер распределения, когда сильно обогащённые слои чередуются со слоями, полностью лишёнными углерода? Ведь существование растений и животных постоянно во времени. Или, почему образовавшаяся из РОВ микронефть никуда не мигрировала (эмигрировала)?

Ответы на все эти и другие возникающие вопросы становятся очевидными, если исходить из того, что точечная тонкодисперсная форма нахождения углерода в докембрийских осадочно-метаморфических породах унаследована от родительниц-залежей УВ в слоистых микропористых породах. В такие породы УВ поступают в газовом или газоконденсатном состоянии, способном насыщать самые мелкие поры, распространение которых в породе имеет слоистый характер. В последующем, в результате естественных и постоянных процессов метаморфизма УВ

теряют лёгкие фракции, сгущаются и в микропористых породах быстро теряют способность перемещаться. Такую картину часто можно наблюдать в керне глубоких нефтепоисковых скважин. Микропористые разности пород нередко имеют все признаки нефтенасыщения. В процессе бурения такие интервалы по газовому каротажу выделяются повышенными газопоказаниями, с составом углеводородного газа, характерного для залежей лёгкой нефти, керн на свежем сколе имеет резкий запах нефти, кусочки породы в хлороформе дают вытяжку от жёлтого до коричневатого цвета. Но при испытании такие интервалы, как правило, притока нефти не дают, в лучшем случае обнаруживается некоторая газонасыщенность жидкости в скважине в интервале залегания пласта и небольшая плёнка нефти в жидкости. Методы интенсификации притока, как правило, результата не дают. Углеводороды в таких породах в конечном итоге превращаются в углерод (графит). Вопросы метаморфизма УВ в осадочных породах более подробно будут рассмотрены в главе 5.

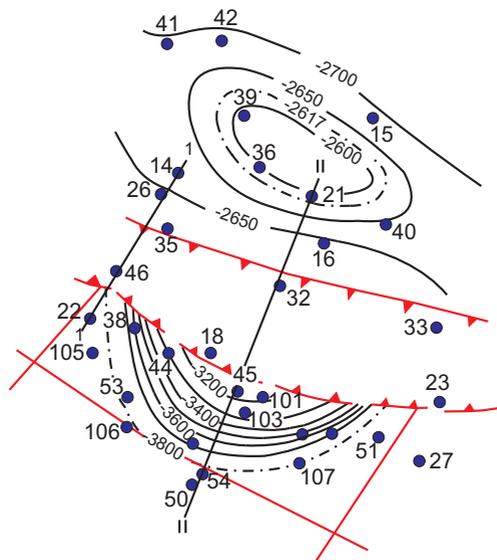
В работе [139] также описана трещинная форма нахождения углерода в докембрийских осадочно-метаморфических породах. Подчёркивается, что размеры углеродистых выделений указанной формы достигают первых сантиметров или даже десятков сантиметров. Большинство месторождений графита в докембрийском комплексе представлено этим типом проявления углерода. Очевидно, что углерод (графит) в трещины мог попасть только в составе жидких УВ.

Рассмотрим и другие факты, указывающие на отсутствие латеральной миграции нефти в процессе формирования месторождений. Плотность геологических запасов нефти в верхнемеловых карбонатных отложениях Заманкульского месторождения (Терско-Каспийский прогиб) составляет 208,4 тыс. т/км². Но за пределами залежи в верхнемеловых отложениях ОВ и признаки миграции нефти полностью отсутствуют. Такая же ситуация и на соседнем Карабулак-Ачалукском месторождении [115]. Добавим к этому, что на некотором удалении от регионального субширотного разлома, к которому примыкают эти месторождения, и примерно в 0,5–1 км от контура залежей

в продуктивных отложениях полностью отсутствует проницаемость, и даже попытки проведения кислотных обработок при давлениях, приближающихся к горному, не дают результатов в части появления проницаемости. Кроме того, эти месторождения, и Терско-Сунженская антиклинальная зона в целом, имеет блоковое строение. Залежи тектонически-экранированные и в пределах месторождений каждый блок имеет свой водонефтяной контакт (ВНК). Всё это говорит о невозможности формирования месторождений этой зоны за счёт латеральной миграции нефти.

Весьма убедительные доказательства формирования нефтяных месторождений в условиях полного отсутствия всякой возможности латеральной миграции нефти имеются и по Припятскому прогибу (Беларусь). Рассмотрим эти материалы более подробно на примере Южно-Сосновского месторождения. Оно примыкает к глубинному Речицко-Вишанскому разлому и приурочено к южному висячему крылу структуры (Рис.1, 2). Продуктивной является верхнедевонская межсолевая карбонатная толща, залегающая между франской и фаменской соленосными толщами с мощностями 250 м и 1500 м соответственно. С севера продуктивные отложения ограничены эрозионным врезом, протягивающимся вдоль Речицко-Вишанского разлома на несколько десятков километров при ширине 2–4 км, и изначально заполненным солью перекрывающей фаменской соленосной толщи, что хорошо видно на разрезах Сосновского и Мармовичского (соседнего с Сосновским) месторождений (Рис. 3, 4, 5). То, что зона отсутствия межсолевых отложений является эрозионным врезом, а не следствием прорыва их галокинезом в нижней соленосной толще в конце девона, как это предполагают некоторые исследователи, установлено в работе [90]. Приведём некоторые доказательства. Известно, что форма палеорельефа наиболее достоверно отражается на мощностях перекрывающих отложений. Таковыми для межсолевых отложений являются породы фаменской соленосной толщи, состоящей из двух подтолщ — нижней (галитовой) и верхней (глинисто-галитовой). Разумеется, что компенсация эрозионного вреза глубиной

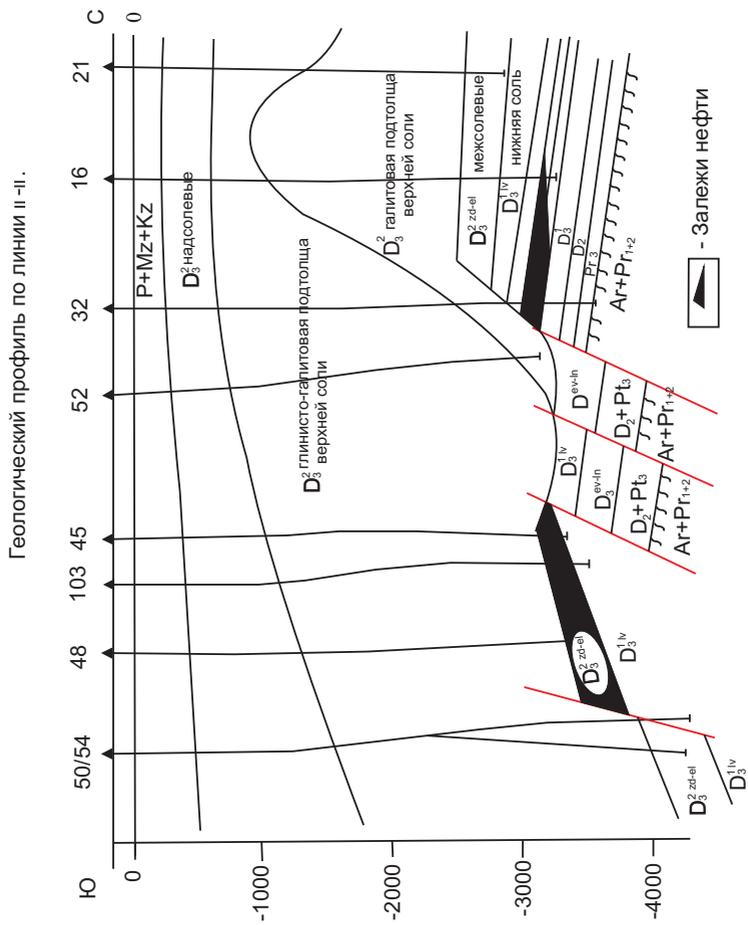
Рис.1. Сосновское и Южно-Сосновское месторождения нефти
Структурная карта кровли задонского резервуара.



Условные обозначения:

- -2600 — Изогипсы кровли коллектора задонского резервуара.
- 22 - Скважина и ее номер.
- — — — — Разломы.
- ▲▲▲— — Границы эрозионного вреза.
- 1 — 1 — Линии геологических профилей.
- II — II — — — — — Водонефтяной контакт.

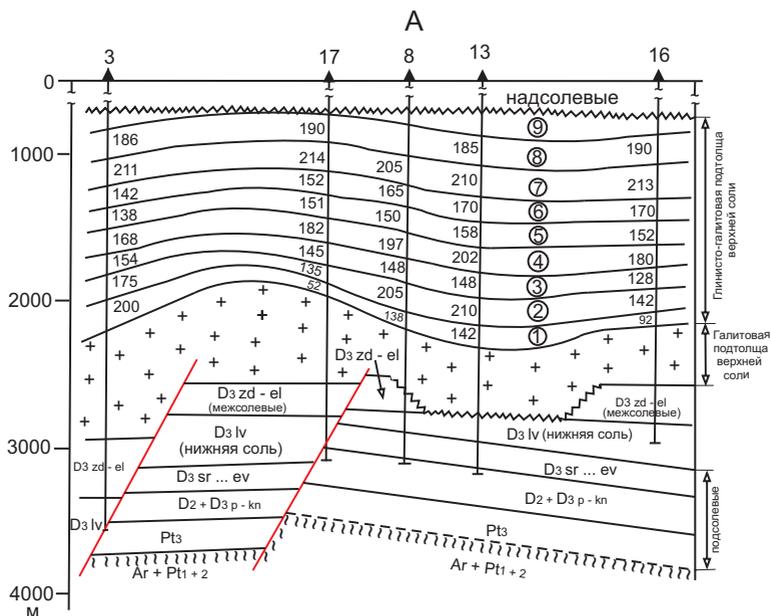
Рис. 2. Южно-Сосновское и Сосновское месторождения.



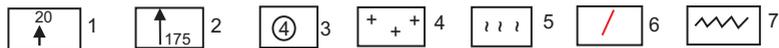
около 250 м началась уже при накоплении галитовой подтолщи. Из-за отсутствия в ней надёжных реперов однозначной корреляции она поддается не всегда. Но, поскольку мощность галитовой подтолщи сопоставима с глубиной эрозионного вреза, то последний не мог быть компенсирован полностью отложениями только галитовой подтолщи. Поэтому процесс компенсации эрозионного вреза продолжался и во время накопления глинисто-галитовой подтолщи, слоистый характер строения которой обеспечивает однозначную корреляцию разрезов скважин на значительные расстояния. Послойный анализ мощности этой подтолщи показывает, что процесс компенсации вреза, закончился лишь к середине глинисто-галитовой подтолщи. Независимо от современного состояния (строения) зоны отсутствия межсолевой карбонатной толщи, эрозионный характер её генезиса однозначно устанавливается идентичными особенностями изменения мощностей нижних пластов перекрывающей соленосной толщи (Рис.3,4,5).

С юга продуктивная часть отложений ограничена конседиментационным разломом, амплитуда которого продолжала расти и во время накопления перекрывающей соленосной толщи. Южнее этого разлома межсолевая карбонатная толща резко увеличена в мощности, породы полностью лишены пористости и проницаемости, представлены глинистыми известняками и мергелями. По простиранию промежуточный блок также ограничен конседиментационными разломами и на всем своем протяжении — Мармовичская, Сосновская, Осташковичская структуры — продуктивен. То-есть, он, промежуточный блок межсолевой карбонатной толщи, уже с момента формирования был отделён со всех сторон от гипотетической нефтесборной площади и окружён соленосными отложениями. Тем не менее плотность геологических запасов нефти доходит до 7 млн.т./км², а нефтенасыщенная мощность составляет более 90% от общей мощности всей толщи. Перечень фактов, исключающих возможность формирования нефтяных месторождений за счёт латеральной миграции нефти, можно продолжить. Такие факты имеются в каждом нефтегазоносном регионе.

Рис.3. Мармовичская площадь. Геологический разрез (А) и схема изменения мощностей пластов верхней соленосной толщи (Б).

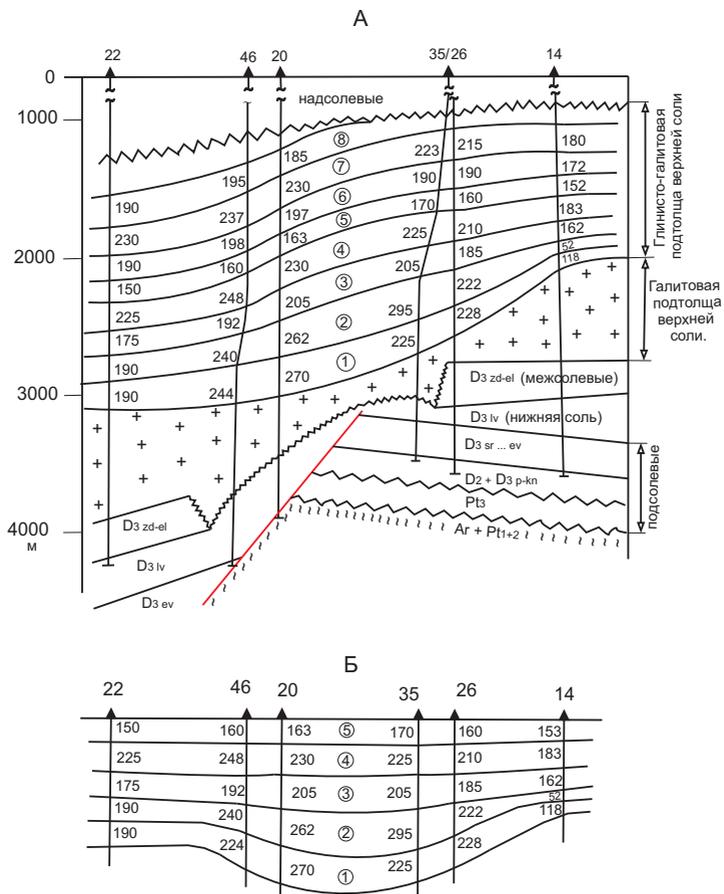


Условные обозначения:



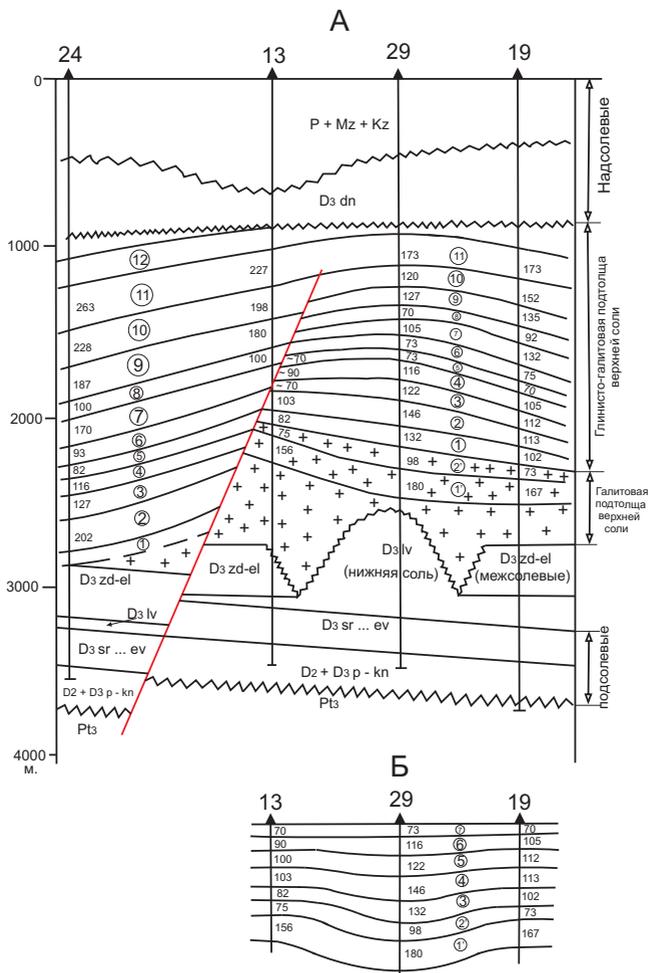
1 - скважина и ее номер; 2 - цифры рядом со скважиной - мощности пластов в метрах; 3 - номер литолого-стратиграфического пласта в соленосных отложениях; 4 - галитовая подтолща верхней соленосной толщи; 5 - кристаллический фундамент; 6 - разлом; 7 - эрозионная поверхность.

Рис.4. Сосновская структура. Геологический профиль по линии 1-1 (А) и схема изменения мощностей пластов верхней соленосной толщи (Б).



Условные обозначения на рис. 3.

Рис.5. Сосновская структура. Геологический разрез (А) и схема изменения мощностей пластов верхней соленосной толщи (Б).



Условные обозначения на рис. 3.

1.4. «Биомаркеры» как «доказательство» биогенного генезиса нефти

Почти во всех публикациях в пользу органической гипотезы происхождения нефти в качестве основного довода приводятся факты обнаружения в нефтях органических соединений (молекул), которые встречаются и в живых организмах и растениях, и прозванные «биомаркерами». Этому факту придаётся статус непровержимого доказательства органического происхождения нефти, и некоторые исследователи ультимативно требуют безоговорочного признания его [174]. При этом никаких доказательств, кроме самого факта наличия одинаковых органических соединений (молекул) и в нефтях и в живых организмах, не приводятся. Тем не менее, в работе [5, стр. 68] утверждается, что абиогенная «...теория оказывается беспомощной при объяснении сходства органических соединений в нефтях и в живых организмах, а также причин быстрых и сильных вариаций изотопного и химического состава выходящих на поверхность УВ газов». Что касается быстрых вариаций «изотопного и химического состава УВ», то к ним вернемся ниже. А по поводу объяснений сходства органических соединений в нефтях и в живых организмах следует напомнить, что бремя доказательства причин этого сходства лежит на сторонниках органической гипотезы, поскольку они делают декларативные заявления о генезисе нефтяных УВ из ОВ живых организмов и растений всего лишь на основании обнаружения в них сходных органических соединений, не предпринимая ничего для доказательства факта генерации нефти из гипотетического РОВ. Но, прежде чем говорить об имевшем место событии, необходимо установить состав события и однозначно доказать наличие последовательных причинно-следственных связей между звеньями всей цепи события. В противном случае сторонникам органической гипотезы, если они будут последовательны в своей логике, придётся определиться, например, в таком вопросе, мокрица произошла от человека или наоборот, поскольку в них тоже содержатся сходные органические соединения. Касательно состава гипотетического события превраще-

ния ОВ растений и живых организмов в нефть, следовало бы однозначно установить хотя бы следующее: а) отличительные признаки (химические, физические, формы нахождения и др.) исходного ОВ горных пород, из которого должна образоваться нефть, от нефтяных углеводородов; б) количество и химический состав исходного ОВ, из которого образуется нефть и изменение этих параметров ОВ после того, как из него образовалась нефть; в) время, причины и пути миграции образовавшейся нефти из мест образования до залежи. Это далеко не исчерпывающий перечень компонентов состава гипотетического события образования нефти из ОВ, но даже при решении каждого вопроса из перечисленных придётся учитывать и взаимоувязывать множество других фактов. Например, при объяснении причин и путей миграции нефти из мест образования к залежи целесообразно помнить, что при движении нефти через горные породы на поверхности частиц последних остаётся значительное количество нефти, видимое в керне невооружённым глазом и фиксируемое в скважинах даже методами геофизических исследований скважин (ГИС). Такая нефть не удаляется из породы даже в процессе разработки месторождений при многократных промывках коллектора водой с различными химическими реагентами, и её количество составляет 40–75% от объёма пустот горной породы. Из этого вытекает, что в пределах всей нефтесборной площади вокруг каждой залежи породы должны содержать некоторое количество (не менее 40% от объёма пустотного пространства) остаточной нефти, чего нет на самом деле. Кроме того, для миграции нефти породы в пределах всей нефтесборной площади должны обладать проницаемостью и не должны иметь ни литологических, ни тектонических экранов. Но таких структур практически нет.

И ещё, имеются многочисленные факты обнаружения в отложениях различного возраста (от палеозойских до кайнозойских) растительных остатков — целых стволов деревьев, кусков древесины, коры, листьев и т. д., но никаких признаков генерации нефти или эмиграции её из них ни разу замечено не было. Но в то же время всякий раз отмечается значительная степень

минерализации растительных остатков веществом окружающей среды. Например, в миоценовых песчаниках бассейна р. Подкагерной (Камчатка) обнаружен ствол минерализованного дерева. В буроугольных пластах тех же отложений встречены растительные ткани (древесина, перидерма, паренхима, пробка и кора) обильно пропитанные смолоподобным веществом светло-жёлтого и жёлтого цвета (*читай — нефтью, превращающейся в бурые угли. К. Б.*) [86].

В пермских песчаниках Таймырского угольного бассейна по всему разрезу (30 м) обнаружены остатки древесины, коры, листьев, семян. В Томской области в олигоценых буроугольных пластах обнаружены куски лигнизированной древесины [162].

В солях пермского возраста Верхнекамского месторождения солей обнаружен ствол дерева (Фото 1) и, несмотря на детальное описание всех нефтегазопроявлений в солях этого месторождения, вокруг ствола замечено их не было [87].

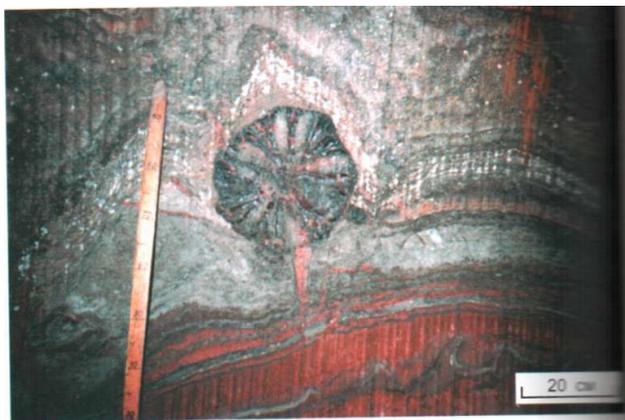


Фото 1. Ствол дерева в солях Верхнекамского месторождения солей [А. И. Кудряшов, 2001]

В верейских отложениях Татарского свода обнаружено большое количество углистых прослоев и растительных остатков, сохранившихся в виде стеблевых частей и листьев [141].

В кимберлитовой трубке Весселтон (ЮАР) на глубине 45 м встречена крупная глыба (ксенолит) осадочных пород с остат-

ками окаменелых организмов, а на глубине 105 м обнаружено обугленное дерево [169].

Кроме того, часто в керне независимо от нефтегазопродуктивности отложений, из которых он был поднят, наблюдаются окаменелые остатки живых организмов и обуглившись растительных остатков, но никаких следов эмиграции УВ из них, также, ни разу замечено не было.

Более подробно рассмотрим некоторые характерные работы наиболее цитируемых авторов по геохимии нефти, в которых обосновывается органическая гипотеза генезиса нефти.

В работе [121, стр. 13] утверждается, что ...«Геохимические условия образования нефтей определяются составом исходного органического вещества, литофациальными условиями его диагенеза, степенью катагенного преобразования органического вещества или керогена, а также постгенетическими изменениями нефтей (биodeградация и миграция). Современная геохимия нефти позволяет определять влияние всех отмеченных факторов путём изучения нефтяных биомаркеров — углеводородов, сохранивших особенности строения исходных биологических молекул. В настоящее время в нефтях определено более 600 биомаркеров, широко используемых для решения различных геохимических проблем, в том числе связанных с разведкой нефтяных месторождений. Особое место среди биомаркеров занимают стерановые и терпановые углеводороды состава $C_{19}-C_{35}$ ».

Поскольку на этих «основополагающих и законодательных» положениях базируются дальнейшие выводы об условиях образования нефти во многих нефтегазоносных регионах, целесообразно рассмотреть более внимательно степень обоснованности положений. **Первое**, «Геохимические условия образования нефтей определяются составом исходного органического вещества ...». Что это означает? Получается, что вся геологическая история формирования литосферы, как причина конкретных геохимических условий, определяется составом ОВ горных пород, а не логикой тектонических процессов формирования земной коры. То-есть, микроскопическая часть земной коры — ОВ

управляет процессами в земной коре. Если это так, то у автора рассматриваемой работы, а также у всех его сторонников и последователей есть возможность дать прогноз развития геохимических условий образования будущих нефтей и земной коры в целом на ближайшие несколько сотен миллионов лет по составу органического вещества современных растений и живых организмов. **Второе**, ... «Геохимические условия образования нефтей определяются ... степенью катагенного преобразования органического вещества или керогена...». Здесь возникает вопрос: как быть геохимическим условиям до появления определенной степени катагенного преобразования ОВ, и каков механизм (алгоритм) реагирования этих условий на степень катагенного преобразования ОВ и, если геохимические условия образования нефтей являются следствием катагенного преобразования ОВ, то, что является причиной для последнего? **Третье**, ... «Геохимические условия образования нефтей определяются ... постгенетическими изменениями нефтей». Комментарии излишни. **Четвертое**, «Современная геохимия нефти позволяет определять влияние всех отмеченных факторов путём изучения нефтяных биомаркеров — углеводов, сохранивших особенности строения исходных биоорганических молекул». Здесь имеет место подмена одного понятия другим. В начале фразы речь идёт о геохимии (геология + химия), а в конце она подменена химией. То есть, по мнению автора, путём изучения только химического состава нефтей можно решать одну из важнейших проблем геологии — генезис нефти и месторождений её. Логика всей рассматриваемой работы и многих других аналогичных публикаций того же автора и других авторов тоже, убеждает в том, что они действительно так и думают.

Естественно, что выводы, сделанные на основе таких посылов, полностью соответствуют последним. Например, в той же работе [121, стр.16] читаем: «Нефти тюменской свиты (пласты Ю₂–Ю₁₁) распадаются на две группы. Нефти первой группы также генерированы из морского сингенетичного органического вещества. Однако седиментогенез и диагенез осадков протекали уже в мелководной и прибрежно-морской зонах (озёрной),

что отразилось на более высокой концентрации трицикланов ряда хейлантана, образующихся благодаря значительной микробиологической деятельности. Нефти второй группы также генерированы в глинистых минералах, на что указывает достаточно высокая концентрация диастеранов. Генезис другой группы нефтей (III) тюменской свиты полностью связан с континентальным органическим веществом, что отражается в очень высокой (>80%) концентрации стеранов состава C₂₉. Нефти эти также генерированы в глинах и, как все нефти тюменской свиты, катагенно достаточно зрелые».

Можно ли понять что-нибудь из этого текста? Сколько генетических групп нефтей выделено в тюменской свите — две или три, и по каким признакам осуществлялось деление на группы? В каких отложениях образовались нефти той или иной группы — в морских, или континентальных? Как понимать утверждение: «Нефти второй группы также генерированы в глинистых минералах»? Если глинистые минералы способны генерировать нефть, то, причём тут ОВ горных пород и 600 «биомаркеров» вместе с хейлантами? Это типичный пример решения геологических проблем исключительно через изучение хейлантанов и прочих нефтяных «биомаркеров», и вся работа насыщена такими примерами.

В работе [11] на основании аналогичных исследований утверждается, что в нижне-среднекаменноугольной залежи месторождения Жанажол (Прикаспийская НГП) по наиболее информативным биомаркерным показателям выявлены нефти двух генетических типов. В северо-западной части структуры выявлена нефть первого типа, исходным веществом которой являлось ОВ сапропелевого материала. В юго-восточной части ловушки обнаружена нефть второго типа, исходным веществом которой являлось ОВ как сапропелевого состава (планктон и бентос), так и гумусового. Как видим, авторы этой работы проводят генетическую классификацию нефтей по кажущемуся им наличию или отсутствию в нефтях «биомаркеров» гумусового состава на фоне «дежурных биомаркеров» сапропелевого состава. Но, во-первых, для этого должна су-

ществовать чёткая граница между гумусом и сапропелем, хотя бы на уровне определений, не говоря уже о границе по химическому составу. Во-вторых, «наиболее информативные биомаркерные показатели», которых в работе шесть и по которым проведена «генетическая» классификация нефтей, представляют собой отношения различных более тяжёлых молекул к более лёгким или наоборот, и поэтому все шесть показателя чётко коррелируются с плотностью «генетически» различных нефтей. В такой ситуации проще и логичнее было бы проводить генетическую классификацию нефтей по их плотности. «Генетическая» идея бы от этого не пострадала. Кстати, с плотностью нефти коррелируются все «биомаркеры», что вполне естественно, поскольку они представляют собой либо отношения более лёгких молекул к более тяжёлым, или наоборот, или же концентрации их.

В работе [174] утверждается, что отношение C_{28}/C_{29} есть функция геологического времени, и, что оно меняется от 0,25 для докембрийских нефтей до 0,92-1,35 для кайнозойских. Во-первых, упомянутые исследователи не видят разницу между возрастом вмещающих пород и возрастом месторождения нефти. Во-вторых, многочисленные факты несоответствия отношения C_{28}/C_{29} тем величинам, которые определены в нефтях каждой эры, остались за пределами внимания авторов упомянутой работы. Например, в юрских отложениях Западной Сибири нефти имеют отношение $C_{28}/C_{29} = 0,77$ [150, стр. 4], но по авторам [174] эти нефти должны быть меловыми. А нефти в кайнозойских отложениях Сахалина характеризуются отношением C_{28}/C_{29} от 0,25 до 1,07 [112], то-есть, охватывают весь временной интервал от докембрия до кайнозоя по авторам [174]. Аналогичные факты можно привести по всем нефтегазоносным регионам. По-видимому, некоторые из этих фактов исследователям [174] всё же были известны и потому они требуют безоговорочного признания органической гипотезы происхождения нефти, поскольку интуитивно чувствуют, что вариант прямого открытого обсуждения этого вопроса ничего хорошего им не сулит.

В работе [10], посвящённой изучению нефтей Западной Си-

бири, говорится, что при сравнении нефтей разных генетических типов использована классификация А. Э. Конторовича и О. Ф. Стасовой: нефти фенотипа C_1 — нефти, связанные генетически с морскими глубоководными отложениями с сероводородным заражением, нефти фенотипов C_2 и A_2 — генетически связанные с морскими отложениями, в которых накапливалось в различной степени смешанное ОВ, и нефти фенотипа A_1 — неморские, генетически связанные с ОВ высшей наземной растительности и озёрным планктоном и бентосом. Рассмотрены также биодegradированные нефти (тип D).

Оставим пока без внимания особенности состава нефтей Западной Сибири, о которых говорится в рассматриваемой статье, к ним вернемся ниже, и обратимся к принципам отнесения нефтей к тому или иному типу, то есть к принципам классификации, применяемым в статье. От азбучного правила любой классификации, требующего единого списка признаков для отнесения каждого объекта из всей совокупности данных к тому или иному классу, не осталось ничего. Генетические признаки фенотипа C_1 — глубоководность отложений с сероводородным заражением; фенотипов C_2 и A_2 — морские отложения со смешанным ОВ, (но почему при единых генетических корнях появилось два фенотипа — C_2 и A_2 — не объясняется); а фенотипа A_1 — неморские отложения с ОВ наземной растительности. Это то же самое, как, если бы группу женщин делили на актрис, блондинок и незамужних.

О фенотипе D («биодegradированные» нефти) следует сказать особо. В работах по геохимии к такому типу часто относят нефти целых залежей со значительными запасами. Но давайте обратимся к содержанию понятия «биодegradированные» нефти. В [140, стр. 59] читаем: «Биодegradация нефти — преобразование нефти микроорганизмами. Процесс биодegradации протекает в водной среде на границе нефть — вода в аэробных условиях. Возможность биодegradации в анаэробных условиях не доказана. Бактериальному разрушению подвергаются в первую очередь УВ средних и высших фракций нефти; УВ лёгких фракций (бензины) более устойчивы». Как видим, биодegradация

должна приводить к уменьшению плотности нефти. Но в работе [10] утверждается, что нефти типа D **самые тяжёлые** — их плотность в среднем составляет 0,948 г/см³. Это не единственное противоречие между содержанием понятия «биodeградация» и фактами. Для «биodeградации» нефть по всей своей массе интенсивно должна контактировать с водой и воздухом, а это возможно при долгом её нахождении в приповерхностных условиях в своеобразном миксере, где лёгкие фракции, уцелевшие от действий микроорганизмов, будут утеряны, и, следовательно, от нефти мало, что должно остаться. В продуктивных пластах, сохранивших промышленные залежи нефти, процессы биodeградации идти не могли.

В работе [32] приводится богатый фактический материал по корреляции различных параметров состава нефтей, в том числе и «биомаркеров» с плотностью нефти в масштабах Западной Сибири. Здесь же отмечается корреляция состава газа с плотностью нефти, по поводу которой автор вынужден признать, что объяснить все это с позиций миграции или катагенеза не представляется возможным. Но за то, по изменению отношения пристан/фитан в нефтях баженовской свиты, сделан вывод о наиболее глубоководных условиях осадконакопления в центральной части региона по сравнению с периферийными без подтверждения какими либо геологическими данными. Несколькими страницами ранее автор упомянутой работы особо подчёркивает тесную связь этого отношения и многих других особенностей состава нефтей с их плотностью. Поэтому, если бы вывод о глубоководных условиях образования баженовской свиты центральной части региона был сделан на основании изменения плотности нефти, то автор в своей логике был бы более последовательным. Это ещё один пример решения различных геологических задач исключительно через химию нефти.

В работе [3] по результатам литолого-геохимических исследований керна Павлово-Посадской скважины оцениваются нефтегенерационный потенциал и перспективы нефтеносности протерозойских (рифей и венд) терригенных отложений Московского авлакогена. По содержанию $C_{орг}$ и «степени битуми-

низации» ОВ в разрезе выделяются интервалы нефтематеринских пород. Обращает на себя внимание тонкое чередование «нефтематеринских» и «ненефтематеринских» интервалов в едином однообразном глинисто-песчаном разрезе, где «нефтематеринские» интервалы отделены друг от друга «ненефтематеринскими» породами, мощностью менее 100 м. Выделение «нефтематеринских» толщ проводится по содержанию $C_{орг}$. При прочих равных условиях, породы, в которых содержание ОВ более 1% — «нефтематеринские», остальные — «яловые». И не делается никаких попыток объяснить такой избирательный характер «нефтематеринских» свойств пород в единой однородной толще. Применяемый во всех работах принцип деления пород на «нефтематеринские» и «ненефтематеринские» по количеству ОВ ($C_{орг}$) в них лишено здравого смысла, поскольку противоречит сути самой гипотезы органического происхождения нефти, которая гласит, что нефть образуется из ОВ горных пород путём термической деструкции его при погружении пород на определённую глубину и достижении определённой температуры. Если эти условия наступили, то вся масса ОВ до последней молекулы (частицы) должна превратиться в нефть и никакие авторитеты в науке не могут запретить части ОВ выполнять свои естественные «родительские» функции, если таковые существуют вообще. Поэтому высокие концентрации ОВ в породах должны говорить о том, что в данных породах нефть ещё не рождалась, а отсутствие ОВ в породах должно указывать на то, что породы вместе с ОВ уже произвели нефть, но она бесследно куда-то ушла. В таком варианте рассуждений сторонники органической гипотезы были бы более логичны и не противоречили бы сами себе. В той же работе [3] в характеристике верхней части раменской серии нижнего рифея читаем, что содержание $C_{орг}$ доходит до 4,5%, генерационный потенциал составляет 0,8–1,2 кг УВ/т породы при степени битумизации ОВ 4,0–6,5%, что, по мнению её авторов, является показателем присутствия сингенетичных битумоидов. Отложения нижнего венда имеют такую же геохимическую характеристику, но «В породах фиксируются следы перемещения битуминозных компонентов, трещинные и

селективно-насыщенные битуминозные текстуры» [3, стр. 20]. Этот факт тоже никак не комментируется, хотя постседиментационный характер битумоидов в породе очевиден.

Далее в работе сказано, что об активно протекающих генерационных процессах свидетельствуют данные изотопного состава углерода карбонатов нижнего венда и верхнего рифея, и, что возникновение изотопно-лёгких карбонатов обусловлено их генетической связью с ОВ. Процессы преобразования ОВ рифейских отложений, сопровождаемые интенсивной газогенерацией углеродсодержащих газов, предопределили образование изотопно-лёгких карбонатов в вышележащей толще. Кроме того, утверждается, что современные температуры (40–60 °С) на глубине 3000 м близки к максимальным. Получается, что процесс генерации газа из ОВ рифейских отложений начался ещё до венда при глубине отложений 1000–1500 м при температуре 30–45 °С. В то же время органическая гипотеза образования нефти и газа допускает образование газа на глубинах более 3500 м при температуре более 100 °С. А если ещё учесть то, что нефтеобразование предшествует газообразованию, то возникает несколько вопросов. Имело ли место нефтеобразование перед интенсивной газогенерацией, как того требует органическая гипотеза, или нет? Если нет, то почему? А если да, то где нефть и почему генерационный потенциал в размере 0,8–1,2 кг УВ/т породы так и остался потенциалом и довольно высокое (4,5%) содержание ОВ тоже сохранилось, хотя оно должно было превратиться в углеводороды?

В работе [4, стр. 175–176] утверждается, что «Бесспорных свидетельств генетической связи нефти с живым веществом много: многочисленные биомаркеры, сохранившие структуры биомолекул» и далее на этом основании делается вывод, что «Анализ состава нефтей и условий формирования залежей во всех известных залежах в изверженных породах позволил установить их генетическую связь с биогенным ОВ. В мире нет ни одного месторождения или нефтепроявления, генезис которых бы противоречил осадочно-миграционной теории происхождения нефти». Во-первых, в многочислен-

ных публикациях по геохимии нефти ни разу не был замечен детальный анализ по конкретным фактическим материалам процесса формирования самого месторождения, который включает формирование ловушки, время и механизм её заполнения нефтью. «Исследователи всех нефтей и условий формирования всех месторождений всего мира» могли бы на фактическом материале продемонстрировать процесс формирования хотя бы одного-двух типичных месторождений. Во-вторых, говорить об образовании нефти из ОВ растений и животных всего лишь на основании сходства их так называемых «биомаркеров» и «биомолекул» без удовлетворительного объяснения всего механизма формирования месторождения, то же самое, как, если бы утверждать, что кимберлиты в алмазоносной трубке Весселтон (ЮАР) тоже образовались из растений и живых организмов, поскольку последние в них обнаружены [169].

В работе [33] утверждается, что для обоснования новой стратегии поисков УВ в Томской области проведена оценка генерации УВ породами баженовской свиты, для чего керн был исследован по технологии «Rock-Eval» и были получены следующие результаты. Там, где мощность баженовской свиты достигает 40 м, а содержание органического углерода равно 12%, количество УВ, генерированных на площади 1 м² достигает 1,1 т или 1 млн. т/км². По мнению авторов этой работы, читатели должны поверить, что каждый кубометр углерода в Томской области уже прогенерировал несколько кубометров нефти и при этом качество и количество его остались неизменными, и, должно быть, в состоянии готовности к новым генерациям.

Аналогичные примеры повествования о решении многих проблем геологии нефти и газа только путём изучения химического состава нефти, имеются почти в каждой работе по геохимии нефти, и любой специалист, умеющий за деревьями увидеть лес, может сам в этом убедиться. Ведь имеются же факты, когда весьма продуктивные исследователи химии нефти и преданные сторонники органической гипотезы её образования под давлением ими же установленных фактов вынуждены признать, что

«Перечисленные факты несоответствия составов РОВ и нефтей, хотя, и не носят систематического характера и не опровергают общепринятую теорию образования нефти, заставляют, однако задуматься о том, действительно ли все нефтематеринские толщи способны генерировать нефть?» [34, стр.135]. В связи с этим будет уместно предложить вниманию задумавшихся «органиков» несколько вопросов.

1. Каким образом гипотетическое рассеянное в горных породах органическое вещество растительного и животного происхождения генерирует нефть — путём размножения или путём превращения? Если путём размножения, то, поскольку в природе известен только один способ размножения — воспроизводство себе подобных, в горных породах должно быть много РОВ и никакой нефти, причём более древние породы должны быть богаче, чем молодые. Если путём превращения, то почему породы, бедные или полностью лишённые РОВ считаются нефтематеринскими, а богатые — нефтематеринскими, когда по логике должно быть наоборот? Логичнее же говорить, что в тех или иных породах нет РОВ потому, что оно полностью превратилось в нефть, а где много РОВ — ещё не являются нефтематеринскими, у них всё ещё впереди. Логика всех публикаций по генезису нефти из РОВ горных пород вынуждает думать, что их авторы предполагают постоянное и одновременное проявление двух процессов — размножение РОВ и превращение его в нефть, хотя об этом открыто нигде не говорят.

2. Каким образом осуществляется миграция нефти из мест генерации до залежи в карбонатных породах, которые полностью литифицируются на малой глубине, в геологическом времени почти «мгновенно», и в дальнейшем заметному уплотнению не подвергаются, и в глинах, основной процесс уплотнения в которых завершается на глубинах 500-600 м [61, 112], когда до генерации нефти ещё далеко?

3. Известны ли им многочисленные факты совместного (последовательного) нахождения в пустотном пространстве горных пород как осадочных, так и магматических, широкого диапазона фракций УВ от метана до твёрдого битума и даже гра-

фита, причём часто переходы резкие без промежуточных фракций, например, лёгкая газированная нефть и твёрдый битум? Если известны, то, как эти факты объясняются органической гипотезой? Сколько раз ОВ генерировало УВ и почему с такими большими перерывами, когда УВ первых генераций успели превратиться в графит, а ОВ всё ещё генерирует УВ?

4. Почему в пределах предполагаемой нефтесборной площади (площадь, в пределах которой якобы рождалась нефть той или иной залежи) вокруг залежей нет никаких следов миграции?

5. Почему ловушки, находящиеся в одинаковом соотношении с «нефтематеринскими» породами или даже внутри них не все содержат нефть, и чем объясняется избирательный характер их нефтенасыщения? Например, группа неокомских песчаных пластов (тел) в Широком Приобье Западной Сибири.

Ещё раз отметим, что все «генетические» показатели и «биомаркеры», которыми оперируют сторонники органической гипотезы происхождения нефти, представляют собой либо соотношение различных компонентов нефти, либо их концентрации в тех или иных нефтях. Поэтому количество генетических типов нефтей в их работах зашкаливает все разумные пределы. Благо, состав любой нефти даёт для этого широкие возможности, поскольку нефть — это смесь различных УВ, отличающихся друг от друга по плотности, размеру и форме молекул. Кроме того, в любой нефти в том или ином количестве содержатся неуглеводородные соединения. При движении такой гетерогенной смеси через любую среду и даже во время нахождения её в залежи или в товарной ёмкости на нефтепромысле неизбежно происходит дифференциация компонентов нефти в соответствии с их физическими параметрами и в конечном итоге приводит к дифференциации её состава. Кроме того идёт постоянный диффузионный отток УВ из залежи, который фиксируется даже на поверхности земли. Поэтому, в зависимости от того, из какой части залежи отобрана проба нефти на анализ, можно получить любой «генетический» тип нефти.

По этой же причине нельзя делать однозначных «генетиче-

ских» выводов по изотопному составу углерода или любого другого элемента, поскольку фракционирование изотопного состава в процессе движения вещества (элемента) через горные породы или же под действием различных термобарических условий происходит по тем же законам, что и изменение состава УВ. И причина резких различий «изотопного состава УВГ», выходящих на поверхность, над которой задумывается автор работы [5], очевидна. И если даже допустить, что изотопный состав углерода в УВГ носит какую-то генетическую информацию, что на самом деле может иметь место, то для отыскания (вычленения) этой информации необходимо знать исходный изотопный состав элемента и учесть влияние всех параметров среды, через которую проходят УВГ, что практически невозможно. Кроме того надо чётко знать, что такое исходное состояние элемента и когда он находился в нём. Многочисленные факты влияния среды на изотопный состав углерода приводятся в работах [24, 126, 169]. Поэтому любые «генетические» выводы, сделанные только на основании изучения состава нефти, включая изотопные исследования, лишены смысла.

Приведём ещё примеры. В работе [65] утверждается, что на Сибирской платформе было выделено два генетических семейства «древних» нефтей, которые составили основные разведанные запасы региона, но геохимические исследования УВ перспективных толщ на востоке платформы позволили выделить ещё два генетических семейства, с которыми исследователь связывает перспективы открытия крупных месторождений нефти. Это уже четыре генетических типа нефтей. Но в то же время во всех работах при расшифровке генетического содержания типа нефтей диапазон разнообразия ограничен типом исходного ОВ: гумусовое, сапропелевое или смешанное, то-есть, теоретически максимальное количество генетических типов нефтей может составить три. Но в одной только что упомянутой работе нам предлагают четыре типа, но это не предел. В связи с этим напомним, что экспериментально было установлено [39, 109], что при миграции нефти через различные горные породы её состав, в том числе и значения различных «биомаркеров», ме-

няется в более широких пределах, чем шаг значимости «генетических» показателей.

На примере нескольких работ кратко было показано состояние доказательной базы органической гипотезы образования нефти в работах специалистов по геохимии (точнее — по химии) нефти, поскольку они, в основном, являются носителями и пропагандистами гипотезы. При этом не ставилась цель отыскать в отдельных работах отдельных исследователей противоречия или несоответствия выводов (утверждений) фактическим геологическим данным. Было показано только то, что характерно для всех работ и вытекает из сути самой органической гипотезы.

Теперь рассмотрим факты, которые не анализируются в вышеупомянутых работах, не объясняются органической гипотезой генезиса нефти, но прямо указывают на глубинный, мантийный генезис нефти.

1.5. Факты, указывающие на глубинный (мантийный) генезис нефти и газа

Выше были приведены некоторые факты нефтегазопроявлений в осадочных, метаморфических и магматических породах, которые не объясняются органической гипотезой происхождения нефти. В работе [8] приводится обширная сводка аналогичных нефтегазопроявлений в современных гидротермальных системах геодинамических поясов, которые также не находят своего объяснения с точки зрения органической гипотезы. Кроме того, в последнее время в работах многих исследователей [21, 68, 69, 184] по многим нефтегазоносным бассейнам установлена тесная зависимость нефтегазоносности осадочных комплексов от геодинамической ситуации региона, особенно от новейшей. Конкретные формы проявления зависимости нефтегазоносности от новейших тектонических движений, а также другие факты, не находящие объяснения органической гипотезой, но прямо указывающие на глубинный источник УВ, будут рассмотрены ниже.

1.5.1. Палинологические исследования нефтей

В работах [104, 153, 180] по многим нефтегазоносным бассейнам приводятся многочисленные факты обнаружения в нефтях микрофоссилий как «местных», характерных для вмещающих пород, так и миграционных, характерных для более древних отложений. Причём распределение микрофоссилий имеет следующие особенности — чем дальше от тектонического нарушения расположены скважины, из которых отобраны пробы нефти, тем меньше в нефтях миграционных микрофоссилий и, чем выше стратиграфический уровень залегания нефти, тем шире стратиграфический спектр микрофоссилий. Эти факты противоречат гипотезе осадочно-миграционного происхождения нефти, но ожидаемы и очевидны с точки зрения глубинного происхождения её.

1.5.2. Месторождения УВ и глубинные разломы

Давно была замечена приуроченность месторождений нефти и газа к разломам. В некоторых регионах, где разломы имеют большие амплитуды, эта особенность была отмечена изначально. В других она проявилась по мере повышения разрешающей способности геофизических методов исследований и увеличения буровой изученности региона. Но наблюдаемая приуроченность месторождений к разломам имеет некоторые особенности, которые являются следствием поступления УВ в осадочный чехол по глубинным разломам. Остановимся на них более подробно.

Исследователями [71] выявлена зависимость стратиграфического диапазона нефтеносности структур Ульяновского Заповжья от положения их относительно разломов. Структуры, более удалённые от разломов, имеют меньший стратиграфический диапазон нефтеносности, чем структуры вблизи них, где нефтепроявления отмечены практически по всему разрезу.

В работе [164] приводятся факты проявления закономерности повышения стратиграфического уровня нефтегазоносности и аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в зонах развития систем разрывных нарушений более молодого возраста по Тимано-Печёрской и Западно-Сибирской провинциям. С одной стороны, наиболее обширный этаж нефтегазоносности, охватывающий практически весь разрез осадочного чехла, характерен для зон проявления новейших систем разломов, ограничивающих на обеих плитах наиболее крупные положительные структуры. С другой — самый низкий стратиграфический уровень продуктивности и слабое развитие зон АВПД приурочены к структурам, отличающимся слабым проявлением неотектонических движений.

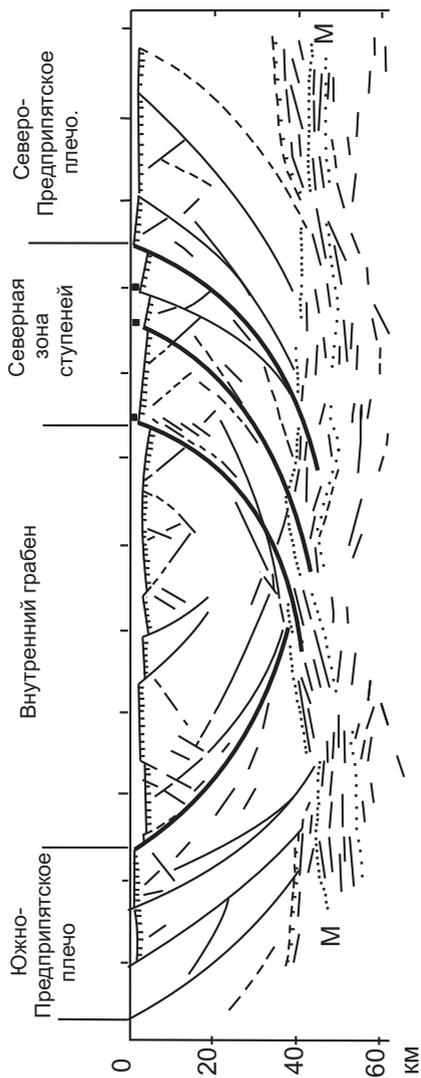
Влияние пространственного соотношения глубинных разломов и структур на продуктивность последних также установлено на примере верейско-башкирских залежей юго-востока Татарии. Замечено, что в направлении к тектонически ослабленным зонам увеличивается доля нефтеносных структур, растёт стратиграфический диапазон нефтеносности отложений, степень заполнения ловушек, а также продуктивность пластов. И, наоборот, по мере удаления от тектонических разломов сокращается не только стратиграфический диапазон нефтеносности отложений, но и ухудшаются коллекторские свойства пород [180].

Аналогичные закономерности установлены по месторождениям Южного Мангышлака. Результаты исследований свидетельствуют об определяющем влиянии режима развития региональных разломов на пространственное размещение и нефтегазоносность локальных поднятий. Возникновение зон нефтегазонакопления в юрско-меловых отложениях связано с вертикальной миграцией УВ по разломам в моменты тектонической активизации региона. При нарушении разломами верхнеюрской региональной покрывки нефтегазоносны и более молодые отложения. Отсутствие активных разломов в пределах других тектонических элементов Южного Мангышлака отрицательно сказалось на продуктивности юрско-меловых отложений. Все локальные поднятия, на которых проводились поисковые работы на этот комплекс пород, оказались непродуктивными [127].

В работе [63] отмечена такая же закономерность для Кавказско-Скифского региона.

В последние десятилетия в результате изучения земной коры различными методами глубинных исследований связь месторождений УВ с разломами была конкретизирована — месторождения УВ приурочены только к зонам глубинных разломов. Наиболее наглядно это видно на примере месторождений Припятского прогиба — этого уникального палеозойского рифта в теле Восточно-Европейской платформы. По степени геолого-геофизической изученности, по количеству скважин, вскрывших архейский кристаллический фундамент, по диапазону литологического разнообразия пород осадочного чехла и их соотношению в разрезе и по площади и по многим другим особенностям строения ему нет равных. Одной из главных особенностей геологического строения прогиба является разломно-блоковый характер строения всех структур. Амплитуды разломов по поверхности верхнедевонской межсолевой карбонатно-терригенной толщи составляют от первых десятков метров до нескольких километров, по подсолевым отложениям — значительно больше. Все другие параметры разломов меняются в таких же широких диапазонах. Здесь все месторождения, за исключением нескольких залежей в линзах несолевых пород в солях, тектонически-экранированные. Причём продуктивными являются только те тектонически экранированные ловушки, которые примыкают к глубинным разломам. В остальных ловушках нефти нет. Эта особенность продуктивности ловушек была обнаружена после отработки нескольких региональных профилей ГСЗ через весь прогиб от Белорусского массива до Украинского кристаллического щита. До этого поисковое бурение проводилось на всех структурах в пределах нефтеперспективных ступеней, но при прочих равных условиях залежи нефти выявлялись и выявляются только на части из них. Впоследствии оказалось, что все продуктивные ловушки, в отличие от пустых, примыкают к глубинным разломам (Рис.б). Влияние глубинных разломов на нефтеносность осадочного чехла в Припятском прогибе проявилось ещё и в другом аспек-

Рис.6. Припятский прогиб. Сейсмогеологический разрез по профилю ГСЗ - МОГТ
(Р. Г. Гарецкий, С. В. Клушин, 1997 г.)



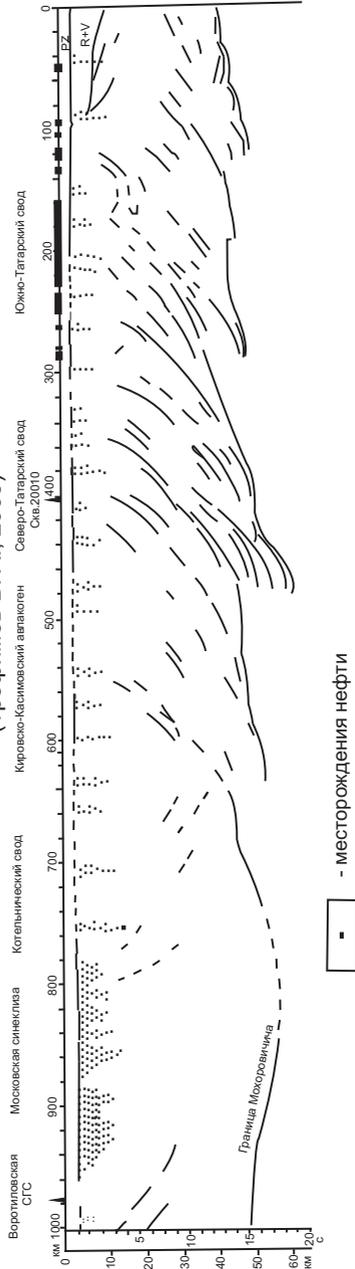
- 1
- 2
- 3
- 4

1 - основные листрические и сопряженные с ними разломы;
 2 - поверхность кристаллического фундамента;
 3 - границы зоны коромантйной смеси.
 4 - месторождения нефти

те. Чем раньше прекратился рост амплитуды разлома, тем ниже стратиграфический уровень нефтенасыщенных отложений, и, наоборот. Например, Речицко-Вишанский субширотный глубинный разлом в западной части прогиба на Восточно-Дроздовской структуре прослеживается только до раннефаменских межсолевых отложений, вышележащие породы разломом не затронуты. Здесь нефть содержится только в подсолевых франских отложениях, хотя коллекторы выявлены и в вышележащих отложениях, которые продуктивны в восточной части прогиба, в которой амплитуда разлома продолжала формироваться ещё и в карбоне. Поэтому здесь, в восточной части прогиба, залежи нефти выявлены не только в подсолевых отложениях, включая верхнепротерозойский комплекс, но и в межсолевых и верхне-солевых отложениях, а нефтепроявления — даже в надсолевом комплексе. Эта закономерность проявляется и в региональном масштабе на юго-восток через Днепровско-Донецкий прогиб, складчатый Донбасс, кряж Карпинского и до Мангышлака.

Аналогичная связь нефтеносности осадочного чехла с глубинными разломами установлена и по Волго-Уральской провинции [158]. Геотраверс протяжённостью более 1000 км («Татсейс-2003») отработан в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с северо-запада на юго-восток и проходит через Южно- и Северо-Татарский своды, Казанско-Кажимский прогиб, Котельничный свод и юго-восточную часть Московской синеклизы (Рис. 7). Строение земной коры и верхней мантии под нефтяными месторождениями Южно-Татарского свода и юго-восточного склона Северо-Татарского свода кардинальным образом отличается от других территорий. Во-первых, здесь наблюдаются зоны отражений, интерпретируемые как глубинные взбросонадвиги, характеризующиеся высокой отражательной способностью. Наклонные отражатели прослеживаются на этом участке до уровня Мохо и в ряде случаев входят в верхнюю мантию. На северо-западе такой картины не наблюдается. Здесь (Котельничный свод, Московская синеклиза) разрез имеет совершенно другую характеристику. Строение границы Мохо также меняется. На северо-западе территории эта граница проходит плавно, погружаясь в

Рис.7. Сейсмогеологический разрез земной коры по геотраверсу Татсейс - 2003.
(Трофимов В. А., 2008)



восточном направлении от 48 до 54 км, а в юго-восточной части профиля на фоне моноклиналильного подъёма наблюдаются резкие изменения её глубины, сопряжённые с аномальными зонами в верхней мантии. Всё это свидетельствует о нарушенном характере и коры и мантии в районе месторождений УВ.

Другие факты, подтверждающие связь месторождений Татарстана с глубинными разломами, приводятся в работе [151]. К глубинным листрическим разломам в фундаменте приурочены метасоматически изменённые породы гидротермальной природы. Разломы прослеживаются в осадочном чехле и являются основными каналами тепловых потоков (гидротермов), обуславливающих рост биогерм и одиночных рифов. Залежи нефти также связаны с листрическими разломами. Наблюдается горизонтальное смещение их относительно друг друга вверх по разрезу соответственно плоскости разломов.

Аналогичные примеры влияния глубинных разломов на пространственное распределение нефтегазоносности в осадочном чехле и кристаллическом фундаменте можно найти во многих регионах. Теперь рассмотрим другие факты.

1.5.3. Гидрохимические и геотермические особенности нефтегазоносных комплексов

По месторождениям Куйбышевской области было установлено [178], что погребённые воды характеризуются меньшей минерализацией, повышенной сульфатностью, их плотность 1,04-1,08 г/см³, что соответствует минерализации 50–100 г/л. (терригенный пласт А₃ среднего карбона и Б₂ бобриковского горизонта нижнего карбона). Пластовые воды имеют плотность 1,17 г/л и минерализацию 250-270 г/л.

На Старогрозненском месторождении минерализация пластовых вод за контуром караганских и чокракских залежей более низкая, чем в контуре и в связи с этим наблюдается снижение минерализации в процессе эксплуатации [Луков В. П., Плотникова Е. А. и др., 1972].

Исследованиями [179] было установлено, что в пределах некоторых структур Западно-Сибирского бассейна зафиксированы случаи, когда минерализация вод возрастает от периферии к контуру залежи от 6 г/л до 9 г/л. Эти факты говорят о том, что УВ и высокоминерализованные воды в осадочный чехол поступали при гидротермальном процессе, а первичные (конседиментационные) воды в определённой степени сохранили свой первичный более пресный состав.

Факт **повышенного теплового потока** над нефтегазоносными структурами по сравнению с пустыми на локальном и региональном уровне широко известен. Остановимся на некоторых особенностях этого факта.

Известно, что глубина залегания (структурный фактор) и литология пород оказывают значительное влияние на особенности геотермического поля. Поэтому при поисках ответа на вопрос: может ли наличие нефти или газа в пределах локальной структуры привести при прочих равных условиях к увеличению её температуры по сравнению с пустыми структурами — необходимо исключить относительное влияние глубины и литологии на температуру пород. Такая работа выполнена по структурам Припятского прогиба и установлено, что над месторождениями нефти температура на 6–7 °С выше, чем над пустыми структурами [88]. Это говорит о том, что: а) при заполнении ловушки нефть имела более высокую температуру, чем вмещающие породы и б) заполнение ловушки нефтью произошло в относительно недавнее геологическое время, поскольку любая геотермическая аномалия без постоянно действующего источника тепла со временем исчезает. Этим же объясняется тот факт, что по 403 определениям величины теплового потока на нефтяных и газоконденсатных месторождениях различных континентов выявлено, что для нефтяных месторождений среднее значение теплового потока составляет 1,09 мкккал/см² сек, для газоконденсатных 1,16 [100]. То-есть, за время нахождения в залежах УВ становятся более тяжёлыми за счёт естественной потери легких (в первую очередь газообразных) фракций, а температурная аномалия, возникшая в результате внедрения перегретых УВ в ловушку, постепенно угасает.

Важная информация о зависимости фазового состояния УВ в залежах от времени проявления тектонических подвижек по разломам содержится в работе [114]. Исследователи отмечают, что приуроченность газоносных земель в Западной Сибири к испытавшим новейшее воздымание районам и наложенный характер газоносной зоны на поле нефтеносности указывают на более молодой возраст газовых месторождений по сравнению с нефтяными. Кроме того, независимость фазового состояния УВ в залежах от возраста и фаций вмещающих отложений, современное или близкое к современному формирование газовых месторождений и повсеместная недонасыщенность газом пластовых вод осадочного чехла говорят о том, что газ не является продуктом осадочного чехла, а поступает из мантии.

В работе [131] по месторождениям Западной Сибири выявлено, что ртуть в отличие от многих других микроэлементов (Ni, V, Ti, Mn, Zn, Co и др.) образует ореолы рассеяния только вблизи 25–30% залежей УВ, как правило, приуроченных к крупным тепловым аномалиям. Концентрации ртути в приконтурных водах газоконденсатных месторождений выше (37 мкг/л), чем в приконтурных водах нефтяных месторождений (28 мкг/л). Учитывая недолговечность аномалий ртути и других химически активных элементов в водной среде без постоянной подпитки, а также недолговечность тепловых аномалий — 5–10 тыс. лет по [122], что хорошо согласуется с абсолютным возрастом 30–40 тыс. лет асфальтита в парагенезисе с загустевшей нефтью из зон трещиноватости в архейском кристаллическом фундаменте Балтийского щита [80], становится очевидной общая причина приуроченности к глубинным разломам продуктивных структур, тепловых и гидрохимических аномалий и их корреляция с фазовым состоянием УВ в залежи. Это — гидротермальный процесс, в результате которого в верхние слои земной коры поступают УВ и различные микроэлементы. Факты, убедительно доказывающие существование такого процесса, приводятся в работе [113]. Были исследованы газы гранитных массивов редкометалльных месторождений Чукотки и гранитов нефтяного месторождения «Белый тигр» (Южный Вьетнам). Во всех пробах наряду с метаном и водородом

присутствуют тяжёлые УВ до гексана включительно, а высокий коэффициент прямой корреляции (0, 74) между метаном и гелием по всем пробам говорит о глубинном характере источника газов. Именно поэтому все перечисленные и другие аномалии, как и залежи УВ, приурочены к активным глубинным разломам. После прекращения гидротермального процесса некоторые аномалии, созданные им, начинают приближаться к фону. Гидрохимические, образованные химически активными элементами (ртуть, аммоний, йод и др.) «нивелируются» прежде других. Тепловая аномалия постепенно угасает, углеводородная смесь в залежи под влиянием различных термобарических условий и тектонических процессов дифференцируется по плотности при общей тенденции к сгущению и утяжелению за счёт потери лёгких фракций вплоть до превращения в твёрдый битум и далее в аптраксолит, шунгит и графит в зависимости от конкретной геологической ситуации и времени поступления УВ в ловушку. Дополнительные факты, подтверждающие этот процесс, будут приведены ниже.

Глава 2. Генезис ископаемых углей

Происхождение ископаемых углей из торфа ни у кого из исследователей угольных месторождений сомнений не вызывает. Обсуждаются лишь детали гипотетического процесса превращения торфа в уголь. Вместе с тем многие исследователи по многим месторождениям отмечают факты, которые не могут быть объяснены гипотезой образования угля из торфа. Объяснение этим фактам ранее было дано в новой гипотезе образования углей [94]. Поскольку угли являются промежуточным звеном в ряду метаморфизма углеводородов (от жидких УВ до алмаза), приведем эту гипотезу с незначительными добавлениями и изменениями.

2.1. Торфяные болота и тектоника

Все исследователи едины во мнении о том, что накопление торфа происходит в весьма уязвимом и узком диапазоне природно-ландшафтных условий. Эти условия кратко можно охарактеризовать цитатой из [46, стр. 356 — 357]: «Растения после отмирания обычно разлагаются под влиянием кислорода на газообразные вещества и воду. Однако в болотах с высоким уровнем грунтовых вод и при отсутствии аэрации растительные остатки оказываются в восстановительной среде, благоприятной для процесса торфообразования. ...Необходимой предпосылкой для образования торфа является наличие застойных грунтовых вод, в которых растительные остатки не подвергаются разложению». На неустойчивость болотных обстановок в масштабе геологического времени указывают и другие исследователи [37].

В то же время, имеются многочисленные факты, ставящие под сомнение, а чаще всего исключаящие возможность существования таких условий во время формирования угольных пластов. Например, в [156] приводятся факты, когда углеобразование благополучно происходило при трансгрессии моря, при его регрессии, а также при орогенезе. Но вряд ли можно допустить, что застойный характер грунтовых вод в болотах для

превращения растительности в торф и далее в уголь при этом сохранялся.

Нередко противоречивые утверждения встречаются и в части определения роли тектонического режима в процессе угленакопления. Например, рассматривая закономерности пространственного размещения угленосности в земной коре, в противовес вышеприведенным утверждениям сделан вывод, что наименее благоприятными для углеобразования были внутренние зоны стабильных (неактивизированных) древних платформ, режим развития которых обуславливал чередование трансгрессий и регрессий моря [162]. Наряду с этим отмечается тесная связь между пространственным размещением месторождений углей и тектонической активностью региона во время формирования угольных пластов. Например, на территории Приморья двум циклам кайнозойской активизации тектонических движений соответствуют два цикла угленакопления. А нижнеолигоценое угленакопление в Средне-Амурской впадине прекратилось в результате резкого затухания тектонических движений [156]. Кроме того анализ размещения угленосности в пространстве и дизъюнктивной тектоники, проведенный А. Г. Портновым (1972) по Забайкалью, показал, что угленосные площади приурочены к местам пересечения двух систем разломов, северо-западного и северо-восточного направления [162].

Аналогичных примеров, указывающих на синхронность угленакопления и пиков тектонической активности региона и приуроченность угольных месторождений к глубинным разломам, немало, что также исключает возможность существования застойного характера грунтовых вод при высоком уровне их для образования торфа на обширных территориях. В то же время они указывают на эндогенную природу исходного вещества угольных пластов.

2.2. Торфонакопление и угольные пласты

Сопоставительный анализ процесса торфонакопления и морфологии угольных пластов однозначно отвергает гипотезу образования последних из торфа. Рассмотрим этот вопрос бо-

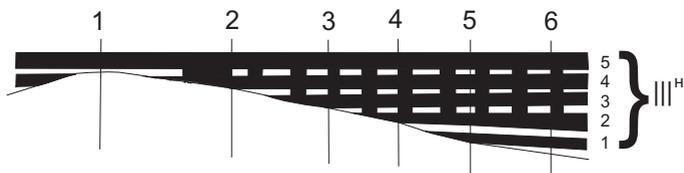
лее подробно. Торфонакопление идентично процессу формирования осадочных пород, когда на дно водоема выпадает весь привносимый в него материал — терригенный, растительный, хемогенный. Мощность осадков определяется количеством выпадающего в осадок материала и на близко расположенных локальных участках дна водоема — в низинах и на возвышениях — она одинаковая, меняется только в региональном плане. Если во время формирования осадка происходят дифференцированные подвижки дна бассейна, то на относительно воздымающихся участках наблюдается послойное уменьшение мощности отложений. Так ведут себя даже глинистые осадки с несравнимо большей подвижностью по сравнению со слоем торфа, в котором составляющие его растительные остатки сцеплены друг с другом настолько, что для разрыва его сплошности надо приложить заметное усилие. Из этого следует, что угольные пласты, если они образовались из торфа, должны вести себя так же, т. е. они должны быть параллельными (конформными) рельефу подстилающих отложений и повторять его форму, по крайней мере, так должны вести себя нижние слои угольного пласта. На самом деле соотношение слоистости угольных пластов и рельефа почвы совершенно иное. Детальный морфоструктурный анализ угольных пластов [194] показывает, что в первоначальном залегании их слоистость, независимо от форм рельефа, всегда горизонтальна, что изменение их мощности всегда происходит за счёт нижних слоёв, за исключением случаев последующих размывов верхней части пласта за счёт эрозии.

Исследователи [170] также подметили важную особенность строения угольных пластов. В случае значительной дифференциации рельефа подстилающих отложений, на положительных формах рельефа тонкий угольный пласт, соответствует верхней части пласта увеличенной мощности в пониженных участках рельефа. Совершенно очевидно, что эти признаки характерны только для случая заполнения рельефа жидкостью. Рассмотрим конкретный пример. На рис.8. «А» и «Б» показано фактическое строение угольного пласта III^н Томской площади (Кузбасс), а на рис.8. «В» — схема реагирования слоистости торфяного пласта

Рис.8. А. Морфоструктура угольной пачки ||||^H
 Кузбасс, Томь-Усинский р-н, Томская площадь.
 (Ягубянец Т. А., 1988)



Б. Очевидный механизм формирования угольной пачки ||||^H
 в рельефе (Кусов Б. Р.).



В. Схема торфонакопления в рельефе
 (Кусов Б. Р.)

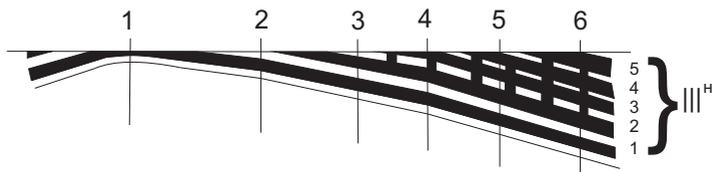
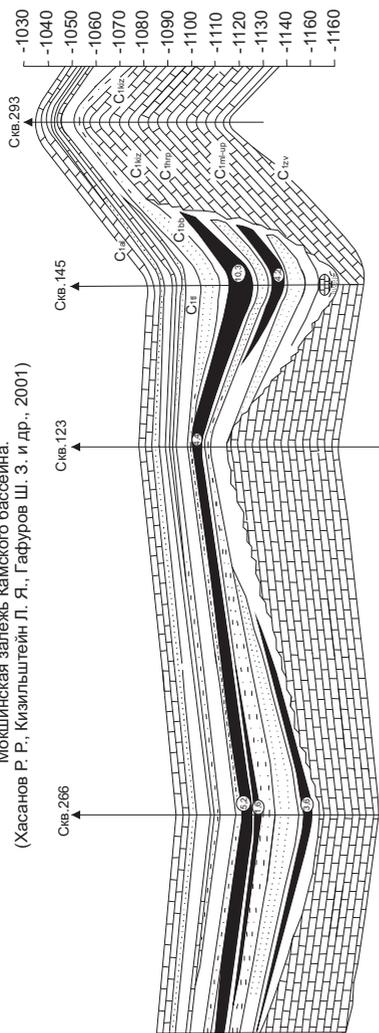
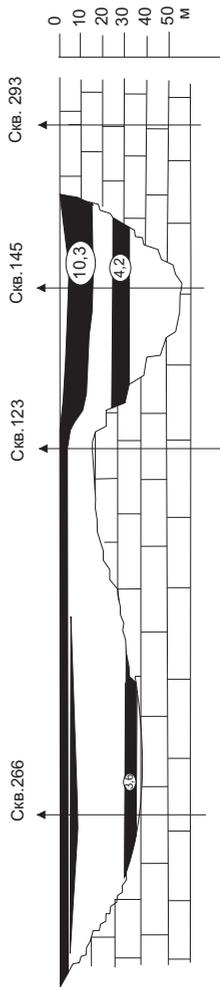


Рис. 9. А. Геологический разрез визейской угленосной толщи.
Мокшинская залежь Камского бассейна.
(Хасанов Р. Р., Кизильштейн Л. Я., Гафуров Ш. З. и др., 2001)



1 - песчаник; 2 - аллевролит; 3 - глина, аргиллит; 4 - уголь, цифра - мощность пласта; 5 - известняк.

Б. Палеогеологический разрез к началу накопления первого песчано-аллевролитового пласта, перекрывающего эрозионный врез и окружающий карбонатный массив (Кусов Б. Р.)



и любых осадочных пород на рельеф дна бассейна. Как видим, в случае образования угольного пласта из торфа, он бы имел совершенно иное строение.

На особенности строения угольных пластов, не согласующихся с гипотезой образования их из торфа, указано и в работе [37].

Приведём ещё один характерный пример, однозначно отвергающий гипотезу происхождения угля из торфа. В Камском угольном бассейне широко развиты угольные пласты в эрозионных врезях визейской карбонатной толщи [170]. Площадь распространения угольных пластов контролируется бортами и рельефом дна эрозионного вреза. На рис.9. «А» видно, что нижний угольный пласт, вскрытый скважинами 266 и 145, прерывается локальным возвышением рельефа дна эрозионного вреза в районе скважины 123. На палеогеологическом разрезе (рис. 9. «Б») к началу накопления первого песчано-алевритового пласта, перекрывающего заполненный осадками эрозионный врез и весь окружающий карбонатный массив, видно, что рельеф дна в районе скважины 123 возвышается над нижним угольным пластом на 10 м., а борт эрозионного вреза — на 25 м. По оценкам различных специалистов [46, 162] для образования угольного пласта мощностью 1 м необходим слой торфа около 10 м. Мощность нижнего угольного пласта в районе скважины 145 составляет 4,2 м и для его образования потребовался бы слой торфа толщиной более 40 м., который бы на 30 м перекрыл локальное возвышение дна эрозионного вреза в районе скважины 123 и на 15 м — всю карбонатную толщу за пределами эрозионного вреза. Это привело бы к образованию в тех местах угольных пластов мощностью около 3 и 1,5 м соответственно, чего нет на самом деле. Кроме того особенности строения отложений, заполняющих эрозионный врез, говорят о том, что отложения не испытали заметных постседиментационных изменений мощностей, сопоставимых с величиной необходимой усадки торфа на 35,8м ($40 - 4,2 = 35,8$). Это только по нижнему угольному пласту. Но в верхней части эрозионного вреза присутствует более мощный (10,3 м) угольный пласт, который также требует более 100 м объёмов пространства эрозионного вреза при образовании из

торфа. И в этом случае окружающая эрозионный врез территория оказалась бы под слоем торфа более 80 м, что привело бы к образованию угольного пласта мощностью 8 м.

Рассматривая соотношение мощностей угольных пластов и слоёв торфа, необходимых для их образования следует заметить, что для сверхмощных угольных пластов в 400–450 м, которые встречаются в некоторых угленосных бассейнах, потребуется торфяное болото глубиной более 4 000 м, существование которого принципиально невозможно. Глубина современных торфяных болот составляет не более 10 м. Более высокие значения встречаются крайне редко. Торфяное месторождение Филиппи глубиной до 200 м в северной Греции, приурочено к глубокой тектонической впадине длиной 22 и шириной 6 км, и разделяется на две свиты. Верхняя (70 м) представлена компактной залежью торфа со средней влажностью 81% и зольностью 30%. Нижняя до глубины 200 м имеет сложное строение: чередование слоёв торфа с минеральными прослоями мощностью до нескольких метров. Считается, что месторождение формируется с начала четвертичного периода (или даже с плейстоцена) до настоящего времени [162]. Заметим, что признаки превращения торфа в уголь здесь обнаружены не были, хотя во многих регионах в отложениях неогена выявлены залежи бурого угля [156, 162].

В работе [194] приводится много примеров, когда морфологические особенности конкретных угольных пластов могут быть объяснены только флюидальностью исходного вещества, из которого образовались угли. Это — угольные диапиры, клинья, представляющие собой остроугольные ответвления от угольной залежи в трещины вмещающих пород, локальные линзообразные пласты с выпуклостью только вниз и т. д.

Под влиянием многочисленных аналогичных фактов некоторые исследователи [156] делают вывод о неблагоприятности современной и близкой к нам эпохи в отношении угленакопления. Но в чём принципиальная разница между современным и древним процессом торфообразования и чем обусловлена «неблагоприятность» современной эпохи, авторы не указывают. В той же работе отмечается, что до настоящего времени нигде в

мире не обнаружены переходы между торфом и бурым углём. Более того, приводится факт обнаружения скважинами в четвертичной толще до глубины 196 м (Македония, бассейн Драма) погребённых залежей торфа, из которых ни одна не отличается от обычного современного торфа. То-есть, отсутствуют признаки превращения торфа в уголь. В то же время ниже по разрезу в позднеэоценовых осадках залегают настоящие бурые угли.

Убедительные доказательства того, что ископаемые угли образуются не из растительных остатков, имеются во многих работах. Например, в верейских отложениях Татарского свода обнаружено большое количество углистых прослоев и растительных остатков, сохранившихся в виде стеблевых частей и листьев [141]. Таких фактов много и некоторые из них приведены в главе 1. 4. Если бы угли образовывались из растений, то в одних и тех же отложениях вся растительная масса превратилась бы в уголь. На самом деле хорошо сохранившиеся растительные остатки присутствуют в любых породах на любой глубине и даже в углях самых различных степеней метаморфизма. Без объяснения причин такой избирательности процесса превращения растений в уголь гипотеза образования углей из растений через торф выглядит абсурдной. Изначально в образовании торфа участвует большой объём растительной массы, но почему-то небольшая часть этой массы в дальнейшем отказывается участвовать в общем процессе превращения торфа в уголь и сохраняет свою анатомическую структуру растений на века. Этому нет объяснения.

2.3. Металлы в углях

Наличие различных металлов (золото, серебро, медь, цинк, кобальт, уран, германий и др.) в углях — факт широко известный. Иногда концентрация некоторых металлов достигает до промышленных значений. Например, ураганские концентрации золота выявлены в углях четырёх месторождений Верхнего Приамурья. В 120 изученных пробах с трёх буроугольных и одного каменноугольного месторождения содержание золота составляет 5–100 г/т. Угли некоторых месторождений Казахстана и

Приморья содержат серебро в количестве до 50 г/т [162]. Высокие концентрации металлов в углях объясняются привносом их в бассейн торфонакопления поверхностными или подземными водами при дренировании ими коренных и россыпных месторождений (инфильтрационный тип обогащения) или же глубинными водами, иногда уже после углефикации растительных остатков (эксфильтрационный тип). Однако инфильтрационный тип предполагает активную гидродинамику региона, что не характерно застойным условиям торфонакопления. Кроме того, имеются факты высокой концентрации металлов в углях, которые вообще не находят объяснения ни инфильтрационным, ни эксфильтрационным процессом. Например, золотоносность углей Огоджинского месторождения Приамурья [162].

2.4. Состав углей

Несмотря на то, что вещественный состав углей изучается в течение многих десятилетий, некоторые вопросы формирования его до сих пор остаются нерешёнными. Для краткости приведём цитату из [162, стр. 227]: «В процессе разложения лигнино-целлюлозные ткани растений, в соответствии с принятыми в углепетрографии представлениями, подвергаются различным видам превращения: гелификации или витренизации, фюзенизации полной или частичной, а также гелификации с последующей фюзенизацией. Несмотря на то, что результаты этих превращений хорошо изучены, процессы и факторы, их обусловившие, до сих пор остаются не вполне ясными. Особенно дискуссионным является вопрос о генезисе фюзенизированных компонентов. По этому поводу существует обширная литература, высказывается ряд гипотез, из которых наиболее распространены теория пожарного происхождения фюзена и гипотеза особо биохимического преобразования лигнино-целлюлозных тканей в субаэральной среде». Из сказанного вытекает, что, поскольку фюзен присутствует в любых углях, то наиболее распространённая теория предполагает неразрывность двух процессов — торфонакопления и пожаров продолжительностью в

десятки и сотни тысяч лет при высоком уровне грунтовых вод. Чтобы глубже понять всю несостоятельность этих гипотез и теорий, обратимся к содержанию (смыслу) некоторых основных терминов.

Основная масса углей (ОМУ) — микрокомпонент углей, цементирующий те микрокомпоненты, которые залегают в виде фрагментов, а также липоидные. Характерный её признак — отсутствие растительной структуры, что не означает полной однородности основной массы. По строению она может быть однородной и комковатой, иногда в ней сохраняется текучесть (флюидальность). Преобладает в углях гелифицированная основная масса.

Фюзен — простой ингредиент неоднородного угля, залегающий во вмещающей основе в виде линз или гнезд и представляющий собой единый растительный фрагмент (фитерал).

Гелификация — процесс остудневания лигнино-целлюлозных тканей растений, приводящий в пределе к их превращению в бесструктурное коллоидное вещество — гель.

Фюзенизация — процесс окислительного превращения остатков лигнино-целлюлозных тканей растений, выражающийся в их обуглероживании и почернении, при одновременной сохранности деталей исходного анатомического строения. Фюзенизации подвержены как неизменённые ткани растений, так и различные продукты их предварительной гелификации [28].

Возникают вопросы, на которые нет ответов. Например, почему одна часть лигнино-целлюлозных тканей растений в процессе гелификации превращается в бесструктурное коллоидное вещество, а другая, весьма незначительная по количеству, сохраняет структуру исходного анатомического строения до настоящего времени? Каким образом бесструктурное коллоидное вещество (гель) в процессе последующей фюзенизации восстанавливает структуру исходного анатомического строения тканей растений для их обуглероживания и окрашивания в чёрный цвет (почернение), и почему этот процесс затрагивает не весь объём геля? Подобных вопросов немало.

Достоверно установленным можно считать, что угли состоят из «основной массы углей», лишённой растительной структуры. В качестве примесей присутствуют растительные остатки различной степени сохранности и размеров, терригенный материал и различные микроэлементы. По количеству ОМУ многократно превосходит всё остальное вместе взятое и иногда доходит до 99%.

2.5. Химический состав и свойства ОМУ

Выше были отмечены и показаны некоторые особенности ОМУ это — отсутствие растительной структуры, изначальная флюидальность, сохраняющаяся до низких степеней углефикации, способность «обуглероживать и очернять» растительные остатки при сохранении ими исходной структуры анатомического строения. Теперь рассмотрим химический состав ОМУ. В зависимости от степени углефикации средний элементный состав углей (в %) меняется в следующих пределах: бурый уголь — углерод — 71,64; водород — 5,33; азот — 1,57; сера — 0,38; кислород — 19,59; антрацит — углерод — 94,37; водород — 2,19; азот — 0,6; сера — 0,25; кислород — 3,32 [162].

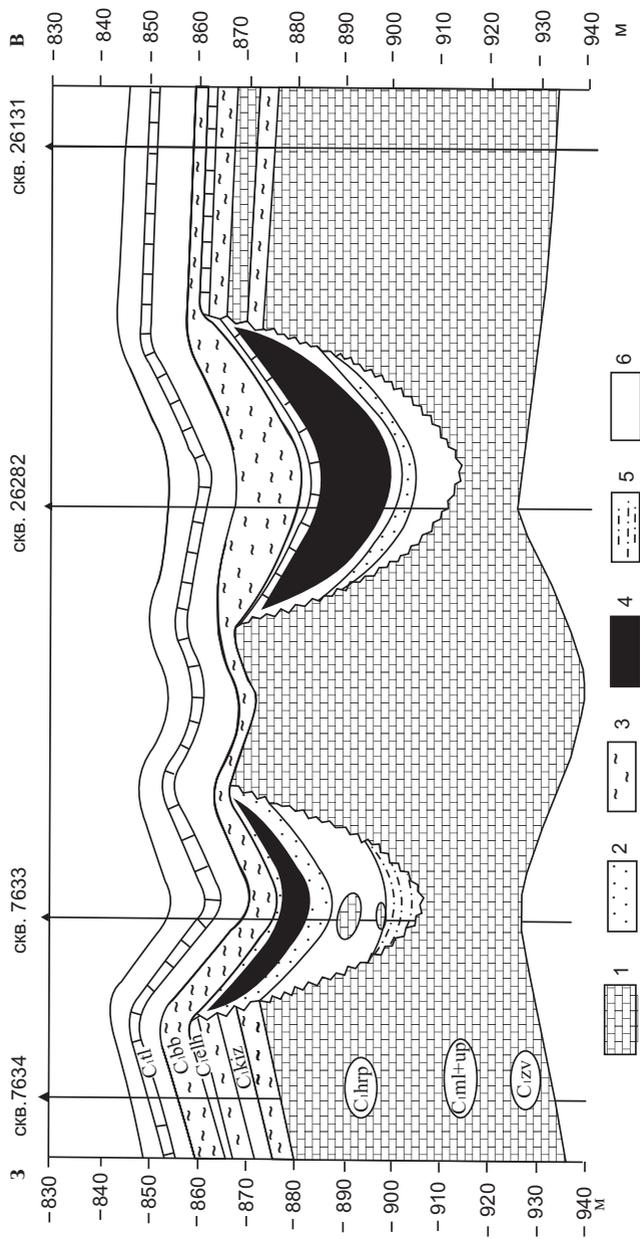
Как видим, доказательств более чем достаточно, чтобы исходное вещество безымянной «основной массы углей» назвать своим именем — **нефть**.

Нефть, изливаясь на поверхность земли в тектонически активные эпохи, заполняет наиболее низкие участки рельефа. За время нахождения в поверхностных условиях она теряет лёгкие фракции, сгущается, окисляется, в той или иной степени насыщается терригенным и растительным материалом, обеспечивающим будущую зольность угля. Факт наличия различных металлов в нефтях из любых нефтяных месторождений объясняет причины обнаружения металлов в углях, в том числе и те случаи, которые вообще не объясняются гипотезой образования углей из торфа вместе с гипотетическими инфильтрационными и эксфильтрационными явлениями. Причём геохимический спектр нефтей в части содержания различных металлов и элементов отражает особенности насыщения геологической сре-

ды региона соответствующими металлами и элементами. Такие примеры приводились выше. Феномен образования мощных угольных пластов, в основном однородных и с крайне низкой зольностью (1–3%), о котором говорится в [162], также находит своё объяснение. При разовом изливе большого количества нефти только её верхняя часть будет обогащаться терригенным и растительным материалом, а нижняя будет оставаться однородной, с нулевой зольностью. Если темп поступления нефти на поверхность незначительный и продолжительный во времени, то формируется слоистая структура угольного пласта, создаваемая периодическими (сезонными) поступлениями терригенного и растительного материала. Последний сохраняется в угольных пластах в той или иной степени «обуглероженном и почерневшем» состоянии и сохраняет структуру анатомического строения. Находят также объяснение клинья, представляющие собой остроугольные ответвления от угольной залежи в трещины вмещающих пород; локальные линзообразные пласты с выпуклостью только вниз, о которых говорится в [194]. Пространственное совпадение угленосных и нефтегазоносных бассейнов также становится не только понятным, но и логически ожидаемым. Во многих районах залежи углей и нефти находятся в одной и той же структуре в непосредственной близости друг к другу (Рис. 10) [173]. Это говорит о периодических поступлениях нефти в осадочный чехол по разломам в течение многих эратем. Этим же явлением объясняется и высокая угле-газо-нефтенасыщенность осадочного чехла Западной Сибири.

В работе [86] содержатся факты, свидетельствующие о процессе превращения нефти в бурый уголь. В верхнемиоцен-плиоценовых глинисто-песчаных отложениях бассейна реки Подкагерной на Камчатке наблюдаются многочисленные интенсивные битумопроявления и пласты бурого угля. Органическая масса углей представлена бесструктурным, реже комковатым гелифицированным веществом оранжево-красного и красного цвета с коричневым оттенком (*читай — нефтью, К. Б.*), в котором встречаются растительные ткани (древесина, пробка, кора и т. д.), обильно пропитанные смолоподобным веществом жёл-

Рис. 10. Геологический разрез угольной залежи Ташлиярская - 5 (Татарстан)
 Схема взаимоотношения угольных пластов и нефтенасыщенных пород.
 (Хисамов Р. С., Гатиятуллин Н. С., Гафуров Ш. З., Хасанов Р. Р., 2009)



Условные обозначения: 1 - известняк, 2 - песчаник, 3 - нефтенасыщенная порода, 4 - уголь, 5 - алевролит, 6 - аргиллит.

того цвета. Содержание влаги в углях составляет 0,47–6,22%, зольность 13–20%, отражательная способность 7–7,12%. Вмещающие породы (пески, глины) издают сильный запах бензина.

Процесс зарождения будущих угольных пластов в настоящее время можно наблюдать во многих регионах мира. Известны многочисленные наземные излияния высоковязких нефтей (мальт). Асфальтовые озёра имеются в Венесуэле, на Сахалине, Челекене и др. местах. Значительные скопления асфальта содержатся в асфальтовом озере площадью 40 га и глубиной до 60 м. на о. Тринидад (Фото 2).

В Албании у Селеницы имеются погребённые асфальтовые озёра — асфальтовые залежи [165].

Известны выходы углеводородов самых широких фракций — от газа до мальты, не только наземные, но и подводные [23]. Подводные излияния высоковязких углеводородов и смешивание их с морскими осадками приводит к формированию **горючих сланцев**. Этим и объясняется весьма широкий диапазон содержания ОВ (до 70%) в них.



Фото 2. Асфальтовое озеро на острове Тринидад

ГЛАВА 3. ГЕНЕЗИС ШУНГИТА И ГРАФИТА

Прежде всего, необходимо внести ясность в названия некоторых горных пород, состоящих, в основном, из углерода, это — антрацит, антраксолит, шунгит, графит. Изучение литературы по их составу, особенностям нахождения во вмещающих породах и истории геологического развития показывает, что антрацит, антраксолит, шунгит и графит — это звено в непрерывной цепи метаморфизма углеводородов в земной коре. Отличаются друг от друга они степенью метаморфизма, которая влияет, главным образом, на содержание в них водорода. Причём его содержание в антраците, антраксолите и шунгите практически одинаково и принципиальных отличий между ними практически нет. По мере увеличения степени метаморфизма содержание водорода уменьшается до нуля в графите. Содержание терригенного материала и растительных остатков в перечисленных породах зависит от того, имели ли УВ ещё в жидком состоянии выход на дневную поверхность или нет. Антраксолит отличается от антрацита только отсутствием примеси растительного и терригенного материала, поскольку он, в отличие от антрацита, формировался без выхода на дневную поверхность.

В настоящее время существует две гипотезы происхождения шунгитов и графита — биогенная и абиогенная [139, 166]. Биогенная гипотеза предполагает образование из сапропелевого и гумусового ОВ. Абиогенная — из УВ глубинного (абиогенного) происхождения. В работе [7] наравне с упомянутыми гипотезами выдвигается ещё и третья — гипотеза сажевой модели генезиса шунгита, но она фактически является вариантом биогенной гипотезы.

Вывод о том, что шунгиты образовались из нефтяных УВ, впервые был высказан в результате изучения Шуньгского месторождения шунгитов [135]. Несмотря на то, что результаты последующих многочисленных исследований подтвердили справедливость этого вывода, большинство исследователей либо

обходят вопрос генезиса шунгита, либо примыкают к биогенной гипотезе. Рассмотрим некоторые факты более внимательно.

В работе [147] приводятся сведения о составе веществ, экстрагируемых органическими растворителями из шунгитов с различным содержанием углерода: 98% — шунгит 1; 60% — шунгит 2; 30% — шунгит 3; 3,5% — шунгит 5. Отмечено, что во всех случаях извлечённые из шунгитов вещества представляют собой смесь углеводородов.

В работе [167] отмечается, что шунгитовое вещество шунгитов и антраксолитов протерозоя Карелии в основном состоит из углерода и в подчинённом количестве содержит H, N, S, O. Концентрации элементов близки к таковым в каустобиолитах (углях, горючих сланцах, нефтяных асфальтенах), находящихся на аналогичной стадии метаморфизма (таблица 2).

Таблица 2. Состав шунгитового вещества пород заонежской свиты и антраксолитов, масс. % [167]

| Название, место отбора | Кол-во обр. | Состав ШВ | | | | | H/C, ат. |
|--------------------------------------|-------------|-----------|------|------|------|------|----------|
| | | C | H | N | O | S | |
| Антраксолит, Шуньга | 3 | 97,53 | 0,64 | 0,79 | 0,70 | 0,33 | 0,079 |
| ШП (II), Шуньга | 5 | 96,54 | 0,52 | 0,74 | 1,13 | 1,06 | 0,064 |
| ШП (III), Максовская залежь | 11 | 97,13 | 0,48 | 0,69 | 0,49 | 1,20 | 0,059 |
| В том числе из центр, части залежи | 4 | 96,82 | 0,60 | 0,75 | 0,40 | 1,40 | 0,074 |
| Шунгитсодержащий сланец (IV), Шуньга | 2 | 98,38 | 0,33 | 0,52 | 0,52 | 0,23 | 0,040 |
| Доломит, Шуньга | 1 | 96,79 | 0,66 | 0,62 | 1,41 | 0,52 | 0,081 |
| Лидит, Зажогоино | 1 | 98,35 | 0,85 | 0,44 | 0,03 | 0,33 | 0,103 |

Как видим, антраксолит и шунгитовое вещество по составу не отличаются. В той же работе [167] отмечается, что по данным

детального изучения текстурных особенностей шунгитовых пород устанавливается внутрипластовая миграция шунгитового вещества — переток вещества из пласта в антиклиналь и перераспределение внутри неё — секущие прожилки антраксолита, плёнки серебристого графитоподобного вещества. Миграционное шунгитовое вещество в брекчированных и скрытобрекчированных разновидностях шунгитовых пород представлено прожилково-струйчатыми выделениями в цементе.

Изучая особенности внутреннего строения шунгитовых пород Максовской залежи (Карелия) исследователи [134] отмечают наличие флюидалных текстур в породах. Участки шунгитовых пород флюидалной текстуры несут признаки пластичных деформаций: сгустки сплющены, часто вдавлены друг в друга; проявляется неотчётливая микрослоистость, образованная тонкими удлинёнными обособлениями кварцевого и кварцсерицитового состава. Характер взаимоотношений шунгитовых пород с различным содержанием терригенного материала, придающего породе различные оттенки, также свидетельствует о том, что породы в момент образования находились в пластичном состоянии. Шунгитовое вещество проникает в карбонатные породы кровли в виде многочисленных жилок инъекционного типа мощностью от 1 до 5 см.

В работе [45], как принципиально важное явление, подчёркивается наличие миграционного шунгита (антраксолита) в нижнепротерозойских (людиковийских) карбонатно-кремнисто-глинистых отложениях в Карелии. Общее содержание углерода в шунгитсодержащих породах людиковия оценивается в 25×10^4 млн. т. Содержание углерода в наиболее богатых разновидностях достигает 98% и выше. Это так называемые нестратифицированные (или миграционные) шунгиты. В отличие от них стратифицированные шунгиты содержат менее 75% углерода.

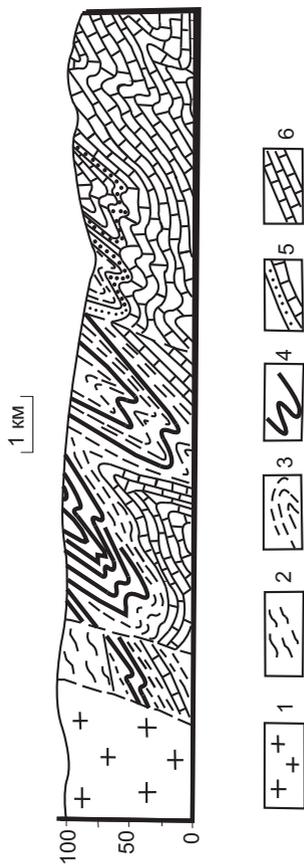
Перечисленные факты свидетельствуют о том, что стратифицированные шунгиты, как и ископаемые угли, образовались при изливах нефти на поверхность земли и при этом в той или иной степени обогащались терригенным материалом и растительными остатками. А антраксолиты и нестратифицированные

шунгиты — это та же нефть, но не имевшая выхода на дневную поверхность, но заполнявшая различные пустоты в горных породах. По этой причине в них терригенный материал и остатки растений не содержатся вообще. Закономерности изменения состава УВ в процессе метаморфизма их в недрах приводят к выводу, что и графит образовался из УВ и в ряду метаморфизма их стоит после шунгита и антраксолита, когда УВ полностью теряют водород. Приведём доказательства в подтверждение этого вывода.

В работах [52, 155] приводятся результаты детального изучения крупного графитового месторождения — Союзного на Амуре (Рис. 11). Среднее содержание графита в породах 8-20%. Вмещающие отложения нижнепротерозойского возраста представлены (снизу-вверх): 1) кварцитовыми, термолитовыми, цоизитовыми графитовыми и графитистыми сланцами мощностью 1600 м; 2) биотитовыми сланцами с пластами кристаллических известняков мощностью 500 м; 3) кварцитовыми сланцами с линзами графитовых сланцев мощностью 700 м.

Графит находится в трещинах сланцеватости, раскола, в межзерновых стыках, в трещинах спайности у минералов. В шлифах часто наблюдаются графитовые оторочки, «рубашки» вокруг зёрен кварца, полевого шпата, шестоватых зёрен дистена, клиноцоизита, волластонита. Встречается скрытокристаллический графит в виде графитовой пыли, сыпи и т. д., вкрапления чешуек которого имеют микронные и более мелкие размеры. Эти факты говорят о том, что графит мог попасть в породы только в составе жидкости. Авторы статьи обоснованно указывают на гидротермальный механизм поступления углерода во вмещающие породы. Из особенностей взаимосоотношений графита и вмещающих пород можно сделать вывод относительно времени проявления гидротермального процесса. По-видимому, он происходил во время накопления верхнего (третьего) комплекса пород — кварцитовых сланцев. На это указывают следующие факты. Только в верхнем комплексе пород имеются линзы графитовых сланцев, а нижележащие породы «пропитаны» графитом аналогично насыщению песчаного коллектора нефтью.

Рис. 11. Схематический разрез (фрагмент) Союзного графитового месторождения. (А.М. Жирнов, 1997)



Условные обозначения:

- 1 - граниты; 2 - гнейсы; 3 - графитистые сланцы с прослоями амфиболитов и жил ноздреватого лимонитизированного кварца; 4 - графитовые толщи;
- 5 - окварцованные известняки; 6 - известняки.

Содержание графита в породах (8–20%) соответствует часто встречающемуся значению пористости песчаников. УВ в составе гидротерм изливались на поверхность во время формирования верхней (третьей) части разреза и образовывали отдельные линзы в рельефе аналогично линзам угольных пластов, а пустотное пространство нижележащих пород насыщалось ими в доступных объемах.

Обширный фактический материал по графитсодержащим осадочно-метаморфическим породам докембрия, позволяющий обоснованно решить вопрос генезиса графита, содержится в работе [139]. Рассмотрим некоторые примеры.

Нижняя (темрюкская) свита докембрийского кристаллического массива Приазовья характеризуется ритмическим строением, широким распространением полевошпатовых кварцитов, высокоглиноземистых гнейсов. В верхней и нижней частях свиты встречены пачки графитовых гнейсов мощностью от 1 до 10 м. В большинстве пачек содержание углерода составляет 10–30%. Верхняя (сачкинская) свита представлена карбонатными породами и содержит восемь горизонтов графитовых гнейсов мощностью от 0,1 до 20 м. То-есть, мы имеем дело с типичным многопластовым нефтяным месторождением с терригенными коллекторами в нижней части и карбонатными в верхней. В результате метаморфизма вмещающие породы превратились в гнейсы, мраморы и кальцифиры, а УВ в графит. Содержание углерода в породе (до 30%) с большим приближением определяется величиной пористости коллектора в момент заполнения его УВ.

В нижнепротерозойских графитоносных гнейсах Сухоярского участка Белгородского района КМА содержание графита в породах также составляет 20–30%.

Унаследованные от нефтяной залежи черты строения имеют среднепротерозойские шунгитсодержащие породы Заонежья (Карелия). Здесь в слоистом терригенно-карбонатном разрезе встречаются алевролиты, в которых содержание углерода (шунгита) возрастает снизу вверх. Обычно так изменяется величина нефтенасыщения коллектора в пределах нефтяной залежи.

В пределах Кокчетавского массива (северный Казахстан) в составе зерендинской серии (ранний докембрий, возможно — архей) широко распространены кварциты, мраморы с хорошо выраженной слоистостью и большим содержанием графита.

В отложениях доломитовой свиты низов Трансваальской системы (Южная Африка) углеродистое вещество образует слойки и прожилки, порой замещает известняк. Здесь мы также имеем все характерные признаки насыщения нефтью трещинного крупнокавернозного карбонатного коллектора. Следует обратить внимание на слова «...порой замещает известняк» [139, стр. 20]. Это утверждение указывает на то, что в результате гидротермального процесса в доломитовой свите за счёт растворения известняка (кальцита) сформировался крупнокавернозный (карстовый) коллектор, который в последующем был насыщен нефтью, степень метаморфизма которой достигла стадии графита. Часто пустотное пространство карбонатных пород (пустоты выщелачивания) в последующем заполняется другими минералами гидротермальной природы — вторичными карбонатами, сульфатами, галитом и др. Многочисленные факты такого явления зафиксированы в керне из скважин многих нефтегазоносных районов.

ГЛАВА 4. ГЕНЕЗИС АЛМАЗА

4.1. Состояние проблемы генезиса алмаза

Считается, что существует четыре геолого-генетических типа коренных месторождений алмазов: кимберлитовый, лампроитовый, динамо-метаморфогенный и ударно-метаморфогенный. Алмазы месторождений первых двух типов образовались в мантии на глубине 200–250 км и относятся к мантийным, а алмазы третьего и четвёртого типов месторождений возникли в условиях земной коры и относятся к коровым [168]. С этим согласны почти все исследователи. Лишь некоторые [49] считают, что алмазы в осадочно-метаморфических породах зерендинской серии Кокчетавского массива (Барчиколь, Кумколь — северный Казахстан) тоже образовались в мантии, поскольку в венде-раннем кембрии эти породы погрузились на глубину 150–200 км, а в последующем были выведены на уровень верхних слоёв земной коры.

Несколько иную геолого-генетическую типизацию коренных месторождений алмазов предлагает Милашев В. А. [108], который, по происхождению алмазоносных пород, выделяет пять типов месторождений — вулканические и гипоабиссальные, интрузивные, флюидогенные, ударнометаморфические и динамотермальнометаморфические.

Что касается конкретных условий кристаллизации (генезиса) самих алмазов, то здесь тоже существует несколько мнений. Одни [168] обосновывают ксеногенную природу алмаза в кимберлитах и лампроитах и считают, что материнскими породами этого минерала являются гранатовые перидотиты и эклогиты алмаз-хром-пироповой фации глубинности, а магматические расплавы в виде кимберлитов и лампроитов играют роль транспортёров, выносящих алмазы и другие продукты дезинтеграции мантийных пород в верхние слои земной коры. Другие [55], изучая алмазоносные породы зерендинской серии Кокчетав-

ского массива в Казахстане, вслед за Воробьёвым Е. И. признают гранат алмазогенерирующим минералом.

Иного мнения придерживается Шкодзинский В. С. [188], он считает, что алмазы кристаллизовались в процессе остывания перидотитового слоя магматического океана, состав и термобарические параметры которого во многом определили особенности алмазов (количество, габитус, состав минералов-узников, и т. д.) в кимберлитовых и лампроитовых трубках.

То-есть, утверждение: «Несмотря на громадный объём накопленного фактического материала, ясность в проблеме происхождения природных алмазов до сих пор отсутствует» [12, стр. 4] и сегодня остаётся в силе.

Из этих гипотез вытекают различные практические следствия, имеющие принципиальное значение при поисках коренных месторождений алмаза. Если в соответствии с первой гипотезой кимберлиты и лампроиты рассматривать всего лишь как транспортёр, то в качестве перспективных на алмазы надо рассматривать любые магматические аппараты.

Сторонники каждой гипотезы наравне с обоснованием своей версии приводят факты, которые не объясняются другой стороной. Например, Шкодзинский В. С. [188, стр. 153], возражая мнению о ксеногенной природе алмаза в кимберлитах и лампроитах, рассуждает что «... трудно объяснить формирование алмаза в бедных углеродом мантийных перидотитах и эклогитах, а не в богатых им (в виде углекислоты) кимберлитовых магмах» и далее указывает на то, что алмаз в существенных количествах выносятся не любыми магмами, как должно быть в случае его ксеногенности, а только богатыми углекислотой кимберлитовыми и, иногда, лампроитовыми. Здесь необходимо заметить, что если бы алмазы образовывались из углерода углекислоты, которой якобы богата кимберлитовая магма, то алмазоносными были бы все кимберлитовые трубки, а не одна из ста трубок, как по статистике [169].

А другие исследователи [83], установили, что цирконы из алмазоносных россыпей и перспективных участков Пермской (Красновишерский район), Свердловской (Карпинский, Висим-

ский районы), Челябинской областей и республики Башкортостан обладают специфическими спектроскопическими свойствами, указывающими на различные коренные источники, но, ни в одной не обнаружено цирконов кимберлитового типа. На этом основании они считают, что кимберлитовое ограничение на поиски коренных источников алмазов на Урале должно быть снято в пользу других источников.

Наряду с большим количеством таких фактов и доводов, по справедливому замечанию [120], проблема источника углерода традиционно занимает значительное место в существующих моделях мантийного алмазообразования. Вопрос источника вещества для образования алмаза, как и для любого полезного ископаемого, является ключевой проблемой, и решение её может ответить на многие вопросы и объяснить все или почти все факты, касающиеся генезиса алмаза и формирования коренных месторождений его. Кроме того, решение этой проблемы может вывести на совершенно новый уровень методику прогноза и поисков месторождений алмазов со значительным расширением перспективных территорий, причём не только в пределах древних стабильных платформ. Рассмотрим эту проблему и связанные с ней вопросы более подробно.

Поскольку генетически непосредственным предшественником алмаза является графит (углерод) [59, 76, 191, 192], а не любое углеродсодержащее вещество, целесообразно рассмотреть процесс искусственного получения графита и алмаза. Богатый фактический материал по этим вопросам содержится в упомянутых работах. Установлено [76], что углеродсодержащие вещества по структурным особенностям делятся на два класса: графитирующиеся и неграфитирующиеся. Класс графитирующихся составляют углеводороды и вещества, получаемые при их метаморфизме (битум, ископаемые угли, антракосолит, шунгит, и др.) При термической обработке в графитирующихся веществах наблюдается уменьшение дефектности кристаллической структуры уже при температуре 1200 °С, и отчётливо выражено при температуре 1600–1800 °С. При дальнейшем повышении температуры происходит прогрессивное образование графит-

товой структуры. Перед началом трёхмерного упорядочения межслоевое расстояние составляет 0,344 нм, которое в процессе термической обработки изменяется в относительно широких пределах: 0,344–0,336 нм. В неграфитирующихся веществах не наблюдается полного трёхмерного порядка даже при нагревании в течение длительного времени при температуре 3 000 °С. В процессе обработки вещества, способные графитироваться, образуют графитовую структуру и приобретают свойства, близкие к свойствам естественного графита. Таким способом удаётся получить графит из широкого класса графитирующихся углеродных материалов. Термообработка при давлении значительно увеличивает скорость графитации. При этом она происходит при более низких температурах. Длительность термообработки также способствует графитации при более низких температурах, как при вакууме, так и при давлении. Процесс графитации может быть существенно интенсифицирован путём введения в углеродные материалы или контактирования с ними некоторых металлов и металлоидов, а также их химических нелетучих соединений. Самым эффективным катализатором графитации оказался никель, затем другие металлы группы железа — железо, кобальт, молибден, хром, а также платина и бор. Способность переходных металлов быть катализаторами графитации коррелирует с их способностью катализировать синтез алмаза. Интенсивность и глубина каталитической графитации зависит, при прочих равных условиях, и от совершенства структуры исходного углеродного материала: чем менее упорядочена структура исходного углерода, тем более совершенна кристаллическая решётка получаемого графита, меньше межслоевое расстояние, выше размер кристаллитов.

Процесс каталитической графитации и графитация под давлением имеют место и при алмазообразовании. При увеличении температуры и давления ещё до плавления металла-катализатора наблюдается значительное изменение структуры углеродных материалов в результате твёрдофазной графитации; при плавлении металла-катализатора протекают два параллельных процесса: алмазообразование и жидкофазная графитация

углеродной составляющей. Изучение механизма структурных перестроек углерода в процессе термомеханической обработки показало, что уплотнение материала происходит благодаря пластической деформации отдельных элементов углеродного тела, их перемещению и более компактной укладке без нарушения сплошности тела. При атмосферном давлении и при любых температурах графит является более устойчивой модификацией углерода, чем алмаз, который в обычных условиях представляет метастабильную форму углерода. Превращение алмаза в устойчивый графит не происходит из-за бесконечно малой скорости такого процесса (заторможенные процессы). При повышении температуры скорость данного процесса увеличивается и при $T > 1500$ °К происходит графитация алмаза. При синтезе алмазов катализаторы сильно уменьшают давление и температуру по сравнению с тем, когда такие катализаторы отсутствуют. При температуре около 3 000 °К и давлении порядка 12,5 ГПа графит превращается в поликристаллический алмаз. При давлении 12,5 ГПа эта температура на несколько сот градусов ниже температуры плавления графита. Таким образом, имеет место твёрдофазное превращение одной модификации углерода в другую. В вакуумной печи монокристалл алмаза при температуре около 2000 °С и выдержке две минуты претерпевает графитацию. При одновременном действии на монокристалл алмаза температуры до 3000 °С и давления около 1 ГПа происходит частичная графитация алмаза. Углеводороды без всяких катализаторов под действием давлений и температур, соответствующих области термодинамической устойчивости алмаза, дают бесцветные кристаллы алмаза размером 1–150 мкм, причём выход его практически стопроцентный. Водородсодержащие добавки полностью прекращают алмазообразование.

В последние годы в процессе работ по моделированию естественных условий алмазообразования в различных расплавах были конкретизированы некоторые параметры среды алмазообразования. В работе [99] приводятся результаты экспериментов по получению алмазитов в карбонатно-силикатных расплавах чагатайских карбонатитов Узбекистана.

Эксперименты показали, что при давлениях 7,0–8,5 ГПа и температуре 1800 °С в расплавах с растворённым углеродом алмазиты формировались очень быстро. Отмечены высокие скорости лавинообразной кристаллизации алмазита; образование сингенетических включений гранатов и клинопироксенов, карбонатов и сульфидов и других минералов внутри пор и каверн алмазитов. Минералогически чагатайские карбонатиты при Р-Т условиях формирования алмазитов представлены гроссуляр-альмандиновым гранатом, диопсид-геденбергитовым клинопироксеном и кальцитом (арагонитом), что сопоставимо с минералогией алмазоносных, богатых кальцием эклогитов и гроспидитов, обнаруживаемых в виде мантийных ксенолитов в кимберлитах.

В работах [191, 192] описываются условия синтеза алмаза при давлении 6.7 ГПа и температуре 1660 °С в пересыщенном растворе углерода в сульфидном расплаве пирротинового состава. Обратим особое внимание на некоторые параметры экспериментов, которые в дальнейшем могут вывести на решение проблемы источника углерода и генезиса алмаза в целом.

При обсуждении вопросов генезиса алмаза все исследователи говорят о необходимости пересыщения расплава углеродом, будь то магматический [59, 187] или искусственный в лабораторных условиях [191, 192]. Если исходить из представлений генезиса алмаза в расплавах из растворенного углерода, то необходимость пересыщения их последним очевидна. Но каково же должно быть содержание углерода в магматическом расплаве и форма его нахождения, чтобы начался процесс кристаллизации алмаза? При экспериментах по моделированию алмазообразования в лабораторных условиях в карбонатных и карбонатно-силикатных и сульфидных расплавах содержание углерода составляло около 40% [192]. При этом процесс образования алмаза идёт одновременно во всём объёме расплава и длится 1-2 минуты, в течение которых практически весь углерод превращается в алмазы. Плотность нуклеации высокая — более 180 зёрен в 1 см³ со средним размером кристаллов около 20 мкм. Допуская, что в магматическом расплаве состояние

пересыщения может наступать при других содержаниях углерода, но не сильно отличающихся от величины 40%, обратимся к некоторым вопросам этого процесса. Известно [149], что в растворах (расплавах) процесс кристаллизации при наличии всех прочих (термобарических и др.) необходимых условий может протекать лишь тогда, когда расстояние между атомами вещества в растворе не более радиус взаимодействия сил микрочастиц вещества. То-есть, концентрация вещества должна быть высокой и поэтому 40%-ое содержание углерода в расплавах при экспериментах [192] представляется не сильно отличающимся от того, что должно быть в магматических расплавах в состоянии пересыщения их углеродом. Но, независимо от необходимой для начала кристаллизации алмаза величины концентрации углерода, сам процесс кристаллизации в магматических расплавах должен идти по тем же законам, что и при экспериментах. То-есть, неизбежным следствием необходимой высокой концентрации углерода в расплаве должно быть столь же высокое содержание образовавшихся алмазов — на несколько порядков более высокое по сравнению с тем, что встречается на самом деле в кимберлитовых и лампроитовых трубках, и равномерное распределение их по всему объёму сообразно распределению углерода в исходном расплаве. Кроме того размеры кристаллов алмаза должны быть примерно одинаковые, поскольку нет причин для образования в одном и том же растворе кристаллов размерами в доли миллиметра и в несколько сантиметров одновременно, как это часто имеет место на месторождениях [169]. Это может случиться только в том случае, если перед началом образования алмаза углерод был структурирован в кристаллы графита различных размеров. Тогда соответствующие термобарические условия могут привести к твёрдофазному превращению графита в алмаз, как это имеет место при искусственном получении алмазов [76] и при образовании динамо-метаморфогенных месторождений его [168]. Образование в одном растворе кристаллов, столь резко отличающихся друг от друга по размерам, вообще не поддаётся удовлетворительному объяснению, особенно, если исходить из

представлений о том, что концентрация атомов углерода в расплаве и образование алмазов происходит в результате диффузии [188]. Во-первых, известно [149], что диффузия есть атрибут процесса рассеивания, а не концентрирования. Во-вторых, почему атомы углерода при диффузии в одном и том же расплаве в одном случае образуют кристалл размером в несколько сантиметров, а в другом случае — размерами в доли миллиметра? И, в-третьих, если в богатых кремнекислотой магматических расплавах из-за высокой их вязкости углерод при диффузии накапливается в значительно бóльших количествах, чем в бедных кремнекислотой расплавах, как предполагает автор [188], то и общее количество алмазов в первых должно быть больше, чего нет на самом деле.

Как видим, гипотеза образования алмаза в процессе остывания перидотитового слоя магматического океана не в состоянии объяснить некоторые факты, существенные для образования алмаза.

Гипотеза образования алмаза в мантии на глубинах 150-200 км и выноса его в верхние слои земной коры кимберлитовыми и лампроитовыми магмами-транспортёрами также находится в беспомощном состоянии в части объяснения многих хорошо известных фактов. Некоторые из них были упомянуты выше.

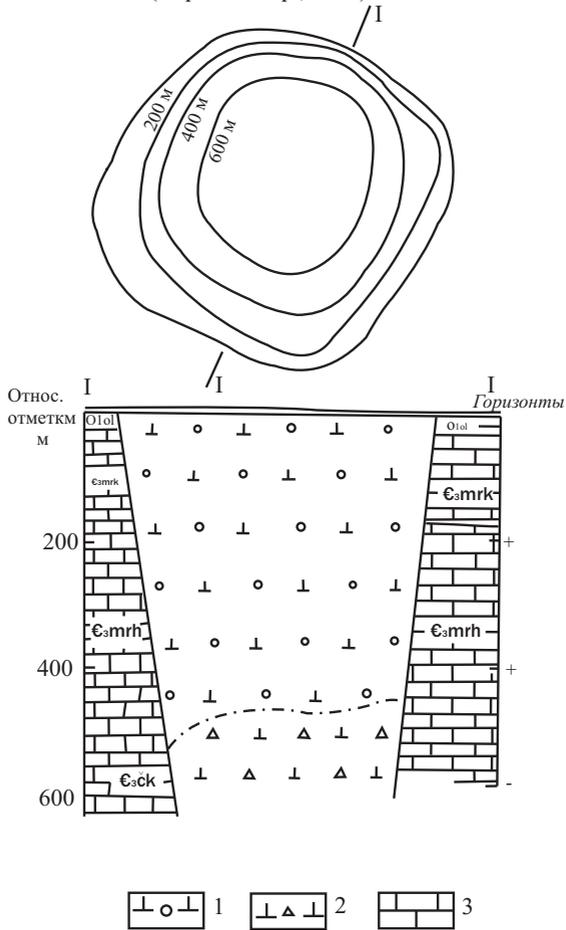
Каковы же источник углерода и условия образования алмаза? Если ответы на эти вопросы для динамо- и ударно-метаморфогенных типов месторождений в какой то степени определены и известны, то для кимберлитовых и лампроитовых месторождений (трубок взрыва) убедительно обоснованные варианты ответов отсутствуют. Представляется, что имеется необходимое количество достоверно установленных и хорошо известных фактов из различных областей знаний, и имеющие прямое или косвенное отношение к обсуждаемой проблеме, на основании которых можно сформулировать новое представление о генезисе алмаза, которое объясняло бы все (или почти все) факты и не противоречило бы им.

4.2. Механизм формирования полости трубки взрыва

Механизм формирования полости трубки взрыва является одним из главных факторов, отличающих, при прочих равных условиях, диатремы от других вулканических и интрузивных тел по алмазоносности. Роль этого фактора обусловлена следующими обстоятельствами. В результате активизации тектонических подвижек по разломам, предшествующей образованию трубки, происходит интенсивное высокотермобарическое воздействие на определённый объём различных пород, в основном, в узлах пересечения разломов. Породы подвергаются динамометаморфизму, приводящему, кроме всего, к интенсивному дроблению их. При равнозначности воздействия обоих разломов на породы дробление их происходит в объёме, по форме напоминающем цилиндр (Рис 12). В других случаях породы подвергаются дроблению в объёме, вытянутом вдоль одного из разломов (Рис. 13). В любом случае динамометаморфизму и дроблению подвергается значительный объём пород. Этот процесс уже может приводить к образованию алмазов в породах, если в них содержится графит или другие продукты метаморфизма УВ. В последующем с началом магматической деятельности весь дезинтегрированный объём пород вторично подвергается воздействию высоких температур со стороны компонентов магматического расплава. Взрывной характер развития процесса приводит к выбросу из трубки части дезинтегрированных пород вместе с алмазами.

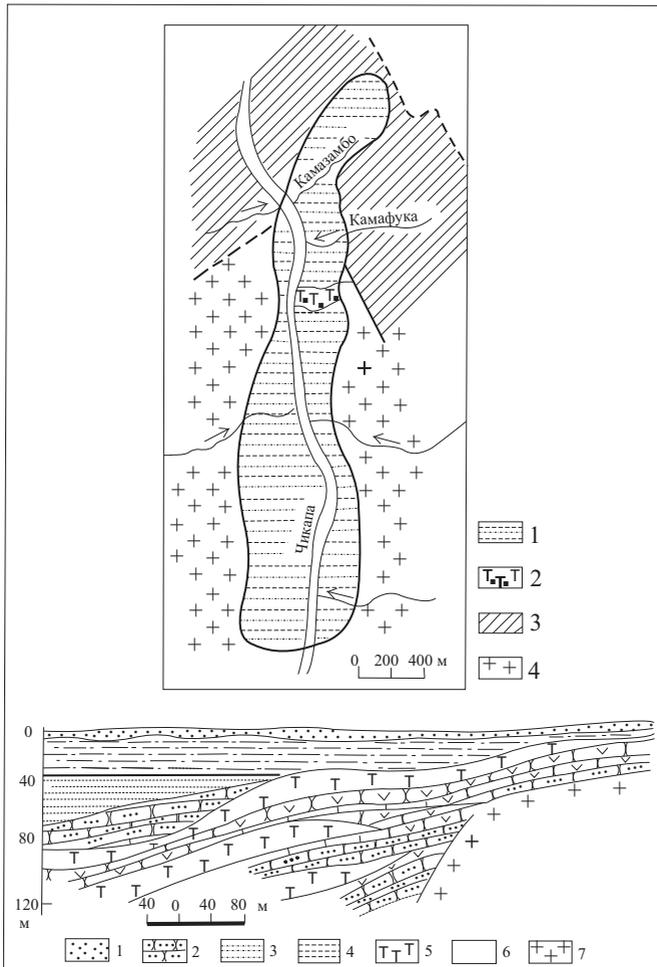
Доказательством того, что алмаз образуется из графита (и, возможно, из других продуктов метаморфизма УВ тоже) осадочных пород, служит факт корреляции алмазоносности трубок с содержанием в них ксенолитов осадочных пород. Причём эта связь обнаруживается как в пределах отдельных диатрем, так и на уровне отдельных кимберлитовых полей. Например, в тр. Удачная, состоящая из двух тел, ксенолиты осадочных пород представлены карбонатными породами с примесью терригенного материала. Размер ксенолитов — от доли миллиметра до

Рис. 12. Изменение морфологии с глубиной и схематический разрез трубки Зарница.
(Харьков и др., 1997)



1 - автолитовая брекчия; 2 - брекчия с массивной текстурой цемента; 3 - вмещающие породы нижнего палеозоя.

Рис. 13. Геологический план кимберлитовой трубки Камафука-Камазамбо (Ангола) и разрез ее кратерной части (Харьков и др., 1997)



Условные обозначения.

На плане: 1 - алевриты и аргиллиты; 2 - туффиты; 3 - породы группы Лутоз (С₃-Р₁); 4 - гнейсы.

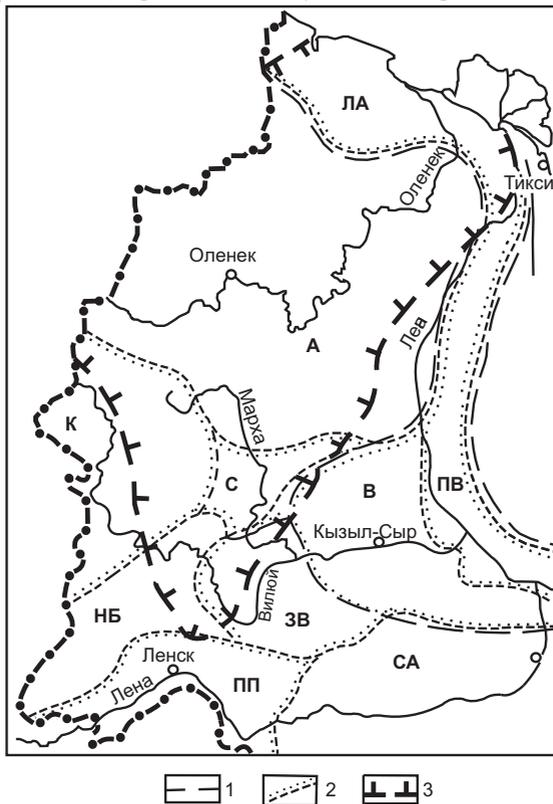
На разрезе: 1 - перекрывающие песчано-глинистые отложения Калахари; 2 - песчаники; 3 - алевриты; 4 - аргиллиты; 5 - туфы; 6 - туфопесчаники; 7 - гнейсы.

100 м. В восточном теле трубки полоса повышенного содержания ксенолитов осадочных пород тяготеет к южному контакту и до глубины 500 м практически не меняется. Глубже намечается сложное чередование участков с весьма высоким и пониженным содержанием их. Аналогично распределены в трубке и алмазы. Их содержание в верхних горизонтах восточного тела возрастает с северо-востока на юго-запад. Максимальное количество алмазов у западного и южного контактов. По глубине высоким содержанием алмазов характеризуется интервал от 0 до 500 м, а в интервале 500–1000 м наблюдается чередование участков с низким и высоким содержанием их. В западном теле пониженные содержания алмазов чётко связаны с интервалами, сложенными порфиоровыми кимберлитами, в которых ксенолиты осадочных пород содержатся в минимальном количестве — 3–5% [169].

Кимберлиты Верхнемунского поля отличаются от таких же пород других полей (Млоботуобинского, Далдынского, Алакит-Мархинского) Якутии низким содержанием ксенолитов осадочных пород. Все известные кимберлитовые тела упомянутого поля алмазоносны, но лишь одна трубка (Заполярная) по содержанию алмазов приближается к промышленным месторождениям. Остальные ещё беднее, несмотря на то, что все кимберлиты данного поля отличаются от таковых других полей ещё и высокой долей гранатов и хромшпинелидов так называемой «алмазной ассоциации» (кнорригитсодержащий гранат и вьюскохромистый хромшпинелид) [169]. Как видим, прямая корреляция алмазоносности трубок с содержанием в них ксенолитов осадочных пород более устойчивая, чем с содержанием минералов-спутников даже так называемой «алмазной ассоциации».

Здесь необходимы некоторые пояснения. Доля УВ-содержащих пород в осадочном комплексе различных регионов меняется в широких пределах. Якутская алмазоносная провинция (ЯАП) среди других выделяется высокой УВ-насыщенностью пород осадочного комплекса (Рис. 14). Поэтому здесь проявляется прямая связь между алмазоносностью трубок и общим содержанием в них ксенолитов осадочных пород. В тех регионах,

Рис. 14. Схематическая карта Якутской алмазонасной провинции с элементами нефтегеологического районирования. (Сафонов А. Ф., Зинчук Н. Н., Каширцев В.А., 2005)



Условные обозначения.

Границы: 1 - нефтегазоносных провинций, 2 - нефтегазоносных областей, 3 - Якутской алмазонасной провинции. Нефтегазоносные области: Лена-Виллюйская НГП: ЛА - Лена-Анабарская, ПВ - Предверхоаянская, В - Виллюйская; Лена-Енисейская НГП: НБ - Непско-Ботуобинская, ПП - Предпатомская, ЗВ - Западно-Виллюйская, СА - Северо-Алданская, С - Сюгджерская, К - Курейская, А - Анабарская.

где доля УВ-содержащих пород в осадочном чехле незначительная, эта связь может не проявляться, или даже создавать видимость обратной зависимости, так как на фоне значительного количества «пустых» осадочных пород всё остальное уже теряет свой вес. В этом отношении прав Ваганов В. И., утверждающий, что алмазоносность трубок Зимнего Берега в вертикальном разрезе зависит от содержания в них ксенолитов «пустых» осадочных пород [13].

Факты, неоспоримо доказывающие отсутствие генетической связи алмазоносности кимберлитовых трубок с кимберлитовой магмой, приводятся в работе [176]. На руднике Робертс-Виктор (Южная Африка) установлено, что в породы рудного поля по трещине внедрилась маломощная кимберлитовая дайка, с висячего крыла которого по оперяющим разломам вверх образовались две трубки взрыва (Рис.15). Верхние части трубок заполнены брекчированными кимберлитами, нижние — не брекчированными, «свежими». В процессе отработки трубок установлено, что брекчированные кимберлиты богаты алмазами, а «свежие» алмазов не содержат. Кимберлитовая дайка, вскрытая двумя карьерами, тоже оказалась без алмазов. К сожалению, в упомянутой работе не приводятся сведения о составе пород в верхних (брекчированных) частях трубок, о количестве ксенолитов осадочных пород в них, но совершенно ясно, что алмазоносной является только та часть кимберлитовой трубки, в которой присутствуют ксенолиты осадочных пород, что алмазы привнесены в трубку не кимберлитовой магмой, а попали в неё с осадочными породами.

Есть ещё пример. Кембрийские карбонатные пород на р. Эбелях почти повсеместно и в значительной степени подверглись гидротермальному воздействию, что привело к образованию в исходной карбонатной матрице высокой пористости на глубину до 10-15 м. В этих разрыхлённых карбонатных породах обнаружены алмазы, содержание которых в среднем достигает 0,2–0,5 кар/м³. Там, где изменённые карбонатные породы подверглись ещё и ожелезнению, алмазы часто (до 70%) оказываются одеты в сидеритовую или гидрогетитовую рубашку, что

свидетельствует об их присутствии в карбонатных породах до наложения процессов вторичной карбонатизации, то есть кембрийские карбонатные породы на р. Эбелях, не имея никакого отношения к кимберлитам, ни к лампроитам, являются коренным источником алмазов [176]. Последние образовались в результате высокотермобарического метаморфизма углеводородов, когда-то насыщавших высокопористый карбонатный коллектор.

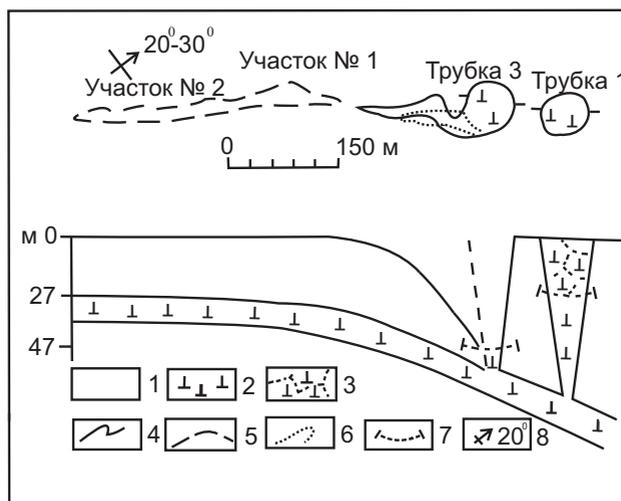


Рис. 15. План и разрез рудника Робертс-Виктор (по Вагнеру и Мелвиллу) [Черкасов, Сержантова, 2005]

1 - вмещающие породы; 2 - 3- кимберлиты: 2 - массивные, 3 - брекчированные; 4 - 7- границы: 4 - трубок (на плане), 5 - карьеров (на плане), 6 - трубки № 3 на глубине, 7 - распространения кимберлитовых брекчий; 8 - элементы залегания.

4.3. Термобарические особенности формирования диатрем

Термобарические и некоторые другие параметры формирования диатрем меняются в самых широких пределах, что неиз-

бежно сказывается на образовании и сохранение в них алмазов. Приведём несколько фактов из [169]. В трубке Весселтон (ЮАР) на глубине 45 м встречена крупная глыба (ксенолит) осадочных пород с остатками окаменелых организмов, а на глубине 66 м — глыба каменного угля, 5 т которого были использованы на руднике в качестве топлива. На глубине 105 м обнаружено обугленное дерево. Ни уголь, ни обугленное дерево не сгорели во время внедрения кимберлитовой расплава, что говорит о его относительно низкой температуре и быстром остывания в полости трубки.

В трубке Булфонтейн (ЮАР) на глубине 152 м встречена глыба пурпурного или голубого сланца, представляющего собой относительно мягкую массу без каких либо следов перемещения и термального воздействия. По-видимому, кимберлитовая магма просто заполняла полость и окружала обломки вмещающих пород без всякого воздействия на них.

В трубке Краснопресненская (Якутия) внедрение траппового силла в консолидированные кимберлитовые породы привело к образованию вдоль их границы зоны метасоматически изменённых кимберлитов. Мощность зоны над силлом меняется от 20–50 м в западной части трубки до 100–120 м в восточной. В зоне метасоматоза алмазы имеют явные признаки растворения. По мере приближения к долеритовым силлам степень коррозии алмазов увеличивается. Некоторые алмазы имеют зональное строение. Их оболочки имеют чёрный цвет и насыщены многочисленными включениями графита и сульфидов.

В трубке Удачная встречен ксенолит карбонатной породы. Он подвергся сильной перекристаллизации, превратившись участками в полусферы кальцита концентрически зонального и радиального строения. Размер полусфер 10–20 и 50–80 см. На участках перекристаллизации сформировались друзы кварца, по окраске приближающегося к аметисту. Изотопный состав углерода перекристаллизованных зон необычно «утяжелённый», $\delta^{13}\text{C}$ от + 11,9 до +33,6 ‰. (Содержание $\delta^{13}\text{C}$ в карбонатных породах обычно меняется от 0 до — 18 ‰, [172]. А на глубине более 800 м встречен ксенолит карбонатных пород с руководя-

щей фауной лландоверского возраста. Эти породы, ныне уничтоженные эрозией, в момент внедрения трубки залежали выше её современной поверхности.

В кимберлитах Товского участка Архангельской алмазонасной провинции обнаружены древесные остатки [54].

В Норильском районе на Кайерканском угольном месторождении исследован пласт каменноугольного возраста мощностью 2,5 м вблизи долеритовой дайки. Степень метаморфизма угля вдали от дайки соответствует стадии отощённо-спекающихся, на расстоянии 25 м от дайки — тощей стадии, а на расстоянии 5 см — антрацит [105].

Из этих фактов вытекают следующие выводы. Процесс формирования кимберлитовых и лампроитовых трубок — образование трубки взрыва и последующее заполнение её, часто имеет прерывистый характер. В течение какого-то времени полость трубки после её образования остаётся незаполненной. Об этом говорят факты обнаружения в трубках стволов деревьев и ксенолитов вмещающих пород на глубинах до 1000 м от поверхности земли в момент образования трубок. В заполненной магматическим расплавом трубке стволы деревьев и обломки вмещающих осадочных пород не могли утонуть до таких глубин.

Темп заполнения полости трубки расплавом и его температура также различные. Перекристаллизация ксенолита карбонатных пород с существенным изменением даже изотопного состава углерода в нём и с образованием друз кварца в трубке Удачная свидетельствует о высокой (более 1700 °С) температуре магматического расплава в момент его поступления в трубку.

В то же время обнаружение в трубке Весселтон (ЮАР) обугленного дерева и каменного угля, не превратившегося даже в антрацит, как в приконтактной зоне дайки на Кайерканском угольном месторождении, говорит о невысокой температуре расплава и небольших темпах его поступления.

С учетом многофазности внедрения магматического расплава во многие трубки — Премьер (ЮАР), Летлхакане (Ботсвана), Мир, Удачная, Ботубинская, Нюрбинская (Якутия) и др. [111, 169], весьма широкий диапазон параметров среды и процесса

образования кимберлитовых и лампроитовых трубок становится очевидной. Это могло послужить причиной различных вариантов сонахождения кристаллов алмаза со многими другими минералами. В кристаллах алмаза в качестве включений обнаружены оливин, гранат, шпинель, пироксен, рутил, магнезиальный флогопит, стекло, хромшпинелид, коэсит, кварц, феррипериклаз, вюстит, стишовит, пироп-альмандин, сросток пироп-альмандина со стишовитом и перовскитом, слюда, магнетит, моносльфидный твёрдый раствор, пентландит, миллерит, пирротин, силикатно-сульфидная смесь, серпентинизированный оливин, серпентин, сапонит, измененные орто- и клинопироксен, магнетит, энстатит, дистен, сульфиды, цинкистый хромит, перовскит, графит [55, 119, 142, 168, 169, 187]. Известны случаи нахождения алмаза в различных минералах, например, в клинопироксене из месторождений Сьера-Леоне и в гранате из трубки им. XXIII съезда КПСС [169], в троилите и вюстите [13], цирконе [170].

Перечисленные факты различных вариантов сонахождения алмаза и других минералов ожидаемо являются следствием многообразного с различными термобарическими параметрами воздействия магматического расплава на углеродсодержащие породы земной коры. Следствием этих причин являются и появление на поверхности кристаллов алмаза в кимберлитовых и лампроитовых трубках следов воздействия высоких температур — коррозионные каверны и каналы в трубках Аргайл (Австралия), Краснопресненская (Якутия) и др., графитовые «рубашки» вокруг кристаллов (алмазоносная дайка в Канаде и др.), зональность строения некоторых кристаллов алмаза, когда центральная часть его существенно отличается от периферической даже по изотопному составу [169, 186].

Следствием дифференцированного и одновременного воздействия различных термобарических условий на породы также являются более высокая корродированность алмазов на поверхности ксенолитов эклогитов, чем внутри них в трубке Орапа (Ботсвана), и совместное нахождение в некоторых эклогитах трубки Удачная графита и алмазов [13, 169]. По-видимому,

алмазоносные ксенолиты эклогитов в трубке Орапа уже после образования в них алмазов подверглись кратковременному воздействию температур, превышающих область термодинамической устойчивости алмаза, что и привело к коррозии алмазов, расположенных на поверхности ксенолитов, а внутри них алмазы сохранились без коррозии.

4.4. Минералы-спутники алмаза (МСА)

Рассматривая роль минералов — спутников алмаза необходимо, прежде всего, отметить их огромную роль в поисках и открытии коренных и россыпных месторождений алмазов во всех алмазодобывающих регионах. МСА практически долгое время оставались основным критерием при оценке перспектив территорий и проведении поисковых работ на алмазы. Несмотря на появление различных геофизических (наземных и дистанционных) методов поисков коренных месторождений алмазов, роль МСА остаётся высокой, а минералогические критерии алмазоносности считаются универсальными [168]. Кроме того, среди МСА выделяют группу генетических, к которым относят гранаты, хромшпинель, диопсид, оливин, платину, рутил, флоренсит и муассанит [59]. Вместе с тем следует признать, что совместное нахождение алмазов и МСА на месторождениях различных типов, явление, хоть и довольно частое, но случайное и не имеет причинно-следственной основы. Наличие МСА в пределах поискового объекта не всегда гарантирует наличие самого алмаза. И, наоборот, отсутствие МСА не всегда говорит об отсутствии алмазов. Например, кембрийские известняки на р. Эбелях [176]. МСА всего лишь указывают на то, что вмещающие их породы (в случае коренного залегания МСА) подвергались воздействию высоких температур и давлений, при которых графит может превращаться в алмаз. Но если в породах не было графита (или УВ других степеней метаморфизма), то, несмотря на количество и состав МСА, в них не будет и алмаза. Например, при полном наборе индикаторных минералов в среднетиманских трубках

взрыва, алмазы в них не обнаружены. [168]. И россыпные алмазные месторождения Сегуела (Кот-д'Ивуар), Маконгонио (Габон), а также Центрально-Африканской Республики также отличаются отсутствием МСА [169].

На прямую зависимость алмазоносности импактитов от содержания графита в них ранее обратил внимание Масайтис В. Л. (1993).

Состав МСА зависит от состава пород, испытавших высоко-термобарическое воздействие. Такие факты зафиксированы исследователями [96] при изучении зерендинской алмазоносной серии осадочно-метаморфических пород Кокчетавского массива в Казахстане.

Сталкиваясь с очередным новым набором МСА на новом месторождении, исследователи часто бывают вынуждены предлагать в качестве поискового критерия какой-нибудь новый минерал (или ассоциацию минералов). Например, при поисках новых месторождений алмазов в Архангельской алмазоносной провинции исследователи [26] предлагают использовать высокохромистый пикроильменит. А [60] по результатам изучения кимберлитовых пород района Джуина (Бразилия) рекомендуют дополнить список МСА манганоильменитом.

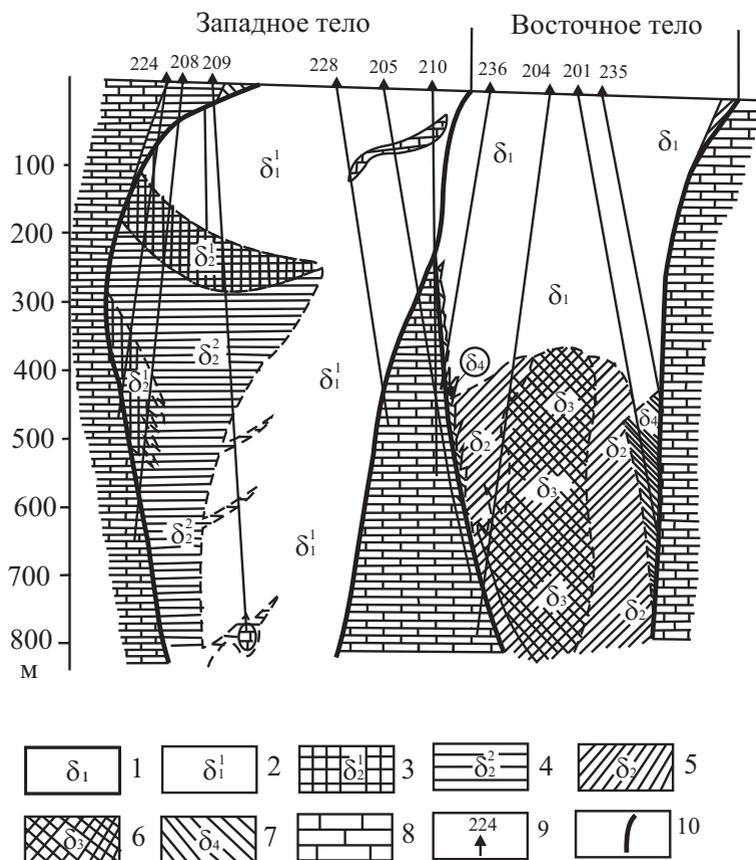
Поскольку не на всех алмазных месторождениях обнаруживается стандартный набор МСА, среди последних были выделены ещё и минералы так называемой «алмазной ассоциации». Но даже они не всегда срабатывают. И тогда вводится ещё дополнительный признак. Так для алмазоносных трубок QK-1 и QK-2 (Зимбабве) в качестве минералогического критерия алмазоносности рекомендуют использовать эклогитовые гранаты алмазной ассоциации с повышенным содержанием Na_2O (0,07%), поскольку в указанных трубках, в отличие от многих других алмазоносных трубок, отсутствуют пиропы алмазной ассоциации ультраосновного парагенезиса (высокохромистых кноррингит-содержащих) [168, 169].

Рассматривая состав пород, выполняющих трубки взрыва (кимберлиты, лампроиты, эклогиты, ксенолиты осадочных пород и др.), независимо от их алмазоносности, а также состав

осадочно-метаморфических пород зерендинской серии на Кокчетавском массиве, обращает на себя внимание высокое сходство (почти идентичность) их петрографического и химического состава [54].

Кроме того, эклогиты диагностированы как в диатремах многих регионов [168, 169], так и в осадочно-метаморфических породах Кокчетавского массива [96] и Большого Кавказа [148]. Что касается степени идентичности кимберлитов и лампроитов, то для краткости приведём цитату из [168, стр.121]: «Можно подобрать серию разновидностей этих магматитов и выстроить их в непрерывный ряд с постепенным изменением их особенностей от кимберлитов до лампроитов». В связи с этим возникают большие сомнения в обоснованности придания даже небольшим изменениям состава этих пород значений принципиальной важности генетического характера. Если ещё учесть количество вещества вмещающих осадочных пород в кимберлитах, которое доходит до 60% [169] и их влияние на состав кимберлитов и лампроитов, то эти сомнения только усиливаются. Но кроме ксенолитов осадочных пород в кимберлитах присутствуют ещё породы кристаллического фундамента и глубинного мантийного происхождения [13]. Возможно, следствием некорректного отнесения вещества диатрем к различным породам и их разновидностям являются случаи выделения в одной и той же трубке кимберлитов различных фаз внедрения с невероятной формой их соотношения. Например, считают [169], что в восточном теле трубки Удачная кимберлит первого этапа внедрения заполняет полость трубки по всей площади в интервале от поверхности до глубины примерно 380 м (Рис. 16). Ниже, до глубины 800 м выделяются кимберлиты трёх последующих этапов. Такая странная схема строения вызывает немало вопросов. Выделение различных этапов внедрения кимберлитовой магмы предполагает некоторый временной разрыв между этапами. Поэтому совершенно не понятно, что творилось в восточном теле трубки между первым и последующими этапами внедрений в интервале ниже глубины 380 м (ниже границы первого этапа заполнения). Чем была заполнена эта часть полости трубки до прихода кимбер-

Рис. 16. Схематический геологический разрез через кимберлитовую трубку Удачная.
(по Харьков, Зинчук, Зуев, 1997, с несущественными изменениями)



1 - кимберлит первого этапа (Восточное тело); 2 - кимберлит первого этапа (Западное тело); 3 - второго этапа с первичными текстурами течения; 4 - второго этапа с массивной текстурой связующей массы; 5 - кимберлитовая брекчия второго этапа; 6 - кимберлит третьего этапа; 7 - кимберлит четвертого этапа; 8 - вмещающие карбонатные породы; 9 - разведочные скважины и их номера; 10 - границы трубки.

литов второго, третьего и четвёртого этапов и куда оно делось? Сочетания кимберлитов второго, третьего и четвёртого этапов в нижней части трубки также вызывает вопросы. Чем была заполнена здесь центральная часть трубки до появления кимберлита третьего этапа? Оставалась пустой? Если нет, то куда делось то, чем она была заполнена? Из рисунка 16 не видно, что во время внедрения кимберлита третьего этапа произошло расширение нижней части трубки, об этом не говорят и авторы [169]. В связи с этим уместно предположить, что, скорее всего различные постмагматические изменения кимберлита в трубке под влиянием вмещающих пород, принимаются за кимберлиты различных фаз внедрения. На значительное влияние вмещающих пород и содержащихся в них флюидов на состав и структуру кимберлитов указывают многие исследователи. Например, в кимберлитовых трубках ЯАП масштабы вторичных изменений кимберлитов с глубиной, как правило, затухают, за исключением тех случаев, когда на глубоких горизонтах во вмещающих породах концентрируются значительные объёмы минерализованных вод [12]. А в трубке Мир кимберлиты в наибольшей степени изменены на тех уровнях, где во вмещающих осадочных породах залегают пласты галита и ангидрита [169].

4.5. Углеводороды и алмазообразование

Рассматривая особенности распространения углеводородов (нефти и газа, битумов, горючих сланцев, ископаемых углей, шунгита, антраколита, графита) и месторождений алмазов по всем регионам обращает на себя внимание их пространственное совпадение. Наиболее чётко это проявлено в пределах ЯАП. Осадочный чехол ЯАП характеризуется обилием нефтегазопроявлений различного масштаба и характера в широком стратиграфическом диапазоне — от поверхностных выходов на р. Оленёк [137] до архейских гнейсов на Анабарском массиве и Алданском щите [139]. Только в пределах Анабарской и Оленёкской зон битумонакопления общие ресурсы битумов

оцениваются в 5 млрд. т. и приурочены к широкому стратиграфическому диапазону отложений от докембрия до мезозоя [66]. В относящейся территориально к ЯАП Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области открыто несколько газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. Нефтегазопроявления различного характера и масштаба были зафиксированы при проведении разведочных работ на многих кимберлитовых трубках ЯАП. Наиболее интенсивные газопроявления были обнаружены при бурении скважин на тр. Удачная. В ней же целый ряд перидотитов и экглогитов выделяется весьма высоким и необычным для кимберлитов содержанием алмазов. В некоторых ксенолитах алмаз относится к пороодообразующему минералу. Эклогиты одновременно содержат графит и алмазы. Большая часть алмазов несет следы пластической деформации. А трубки Мир, имени XXIII съезда КПСС и Интернациональная расположены в непосредственной близости к Иреляхскому газонефтяному месторождению. В трубке Интернациональная до глубины 1200 м (ниже не разработана) зафиксированы интенсивные нефтебитумопроявления. В ксенолитах метаморфических пород в трубке Сытыканская часто встречаются графитсодержащие разности [169]. В карбонатных породах кембрия Мирнинского алмазоносного поля широко развиты битуминозные и «гудронизированные» известняки и доломиты [54]. На рис.14 хорошо видно, что территория ЯАП полностью поглощена нефтегазоносными областями Якутии.

В Бразилии россыпные месторождения алмаза известны в одиннадцати из двадцати двух штатов. Основные месторождения находятся в восточной части страны и тяготеют к месторождениям нефти и газа. Здесь же широко распространены графитовые филлиты в отложениях среднего докембрия (доминасская серия) и позднего докембрия (минасская серия). Отложения представлены конгломератами, кварцитами, доломитами, кремнистыми породами, изменёнными вулканическими образованиями. Наравне с графитовыми филлитами встречаются слои и линзы графита. Общая мощность графитсодержащих докембрийских пород доходит до нескольких тысяч метров

[35, 139, 169]. Площади распространения графитсодержащих пород и россыпных месторождений алмазов в значительной степени перекрывают друг друга.

В Южной Африке — уникальном алмазоносном регионе углеводороды различной степени метаморфизма (от жидких УВ до графита) имеют весьма широкое развитие, как по площади, так и по разрезу. Исключительно широко распространены докембрийские графитовые сланцы. Мраморная кристаллическая свита кальциево-силикатных пород с графитом развита в юго-западной части Африки и Калахари. Отложения Витватерсрандской и Трансваальской систем, имеющие региональное распространение в Южной Африке, также содержат большое количество углистого вещества и графита в виде прослоек, слоёв и прожилок [139]. Все эти углеродом насыщенные породы прорываются различными магматическими аппаратами, в том числе и кимберлитовыми и лампроитовыми трубками взрыва и служат для последних вмещающими отложениями. В трубках Кимберли и Весселтон (ЮАР) на разных глубинах обнаружены куски и глыбы ископаемых углей. А горючие сланцы пород, вмещающих кимберлитовую трубку Дютюйтспен, во время разработки месторождения горели более 40 лет [169].

В пределах Западно-Африканского щита графитовые гнейсы являются обязательными членами верхних серий архейского метаморфизованного комплекса. На территории Сьерра-Леоне в серии касила (архей) часто встречаются гранатсодержащие амфиболовые сланцы с графитом. В архейской серии симанду на территории Лесной Гвинеи среди железистых кварцитов известны чёрные графитовые сланцы мощностью до 30 м [139]. Эти же страны, а так же Кот-д'Ивуар, тоже расположенный в пределах Западно-Африканского щита, известны своими богатыми коренными и россыпными месторождениями алмаза. В Гвинее ряд кимберлитовых даек имеет исключительно высокое содержание алмазов — до 20–25 кар/м³. В этом отношении некоторым даечным телам кимберлитов Гвинеи нет равных в мире [169].

Алмазоносные кимберлиты Карелии расположены на тер-

ритории широкого развития шунгитсодержащих пород и отличаются высоким содержанием алмазов. Например, из 18 проб, по 60 кг каждая, отобранных из Кемозерского кимберлитового тела, приуроченного к осевой части пластовой интрузии габбро-диабазов, залегающих в нижнепротерозойской толще чередования шунгитизированных сланцев и потоков метадиабазов, извлечено 97 кристаллов алмаза размерностью до 2 мм [55].

Особое значение в решении проблемы генезиса алмаза имеют осадочно-метаморфические алмазоносные породы Кокчетавского массива в Северном Казахстане. Их изучение способствовало выявлению алмазсодержащих метаморфических пород в Мюнхбергском массиве в Германии и в Норвегии. Есть сведения о находках алмазсодержащих пород в горах Даби (Китай) и Родопском массиве (Греция). Но по масштабам и разнообразию алмазсодержащих пород Кокчетавский массив остаётся уникальным [48]. В известково-силикатных породах массива содержание микроалмазов достигает и даже превышает 3 тыс. карат на тонну. Такая совокупность особенностей, включающая особенности минерального состава и алмазоносность, не характерна ни для одного иного типа алмазсодержащих пород Кокчетавского массива [143]. В его пределах известны Кумдыкольское месторождение алмазов и Барчинская алмазоносная площадь. С юга они ограничены Красномайским глубинным разломом, являющимся одновременно и границей рудного поля. От него отходит серия разломов северо-восточного простирания, с которыми связаны метасоматические преобразования алмазоносных пород, среди которых можно выделить три типа: апогнейсовые метасоматиты, метасоматиты сложного состава и карбонатные метасоматиты. В породах встречены гранат, флогопит, циркон, биотит, амфибол, дистен, диопсид, паргасит, тремолит. Алмазоносными являются слоистые породы зерендинской серии, приуроченные к разломам и претерпевшие метасоматическую переработку, но чётко сохранившие тонкослоистый характер строения. Толщина слоёв от нескольких миллиметров до 1,5 м. Слоистость обусловлена

различным содержанием в слоях карбонатного, в основном, доломитового, и песчано-глинистого (силикатного) материала. Содержание графита и алмаза в породах тоже имеет слоистый характер, причём алмазы содержатся только в тех слоях, в которых есть графит. В слоях, лишённых графита, алмазы не встречаются. В неизменённых породах алмазы также отсутствуют, хотя содержание графита в них составляет 5–10%. [96, 139, 182, 183]. То-есть, алмазоносные породы зерендинской серии сохранили все признаки нефтенасыщенных песчано-карбонатных пород нефтяного месторождения. Графит превратился в алмазы только в зонах, испытавших высокотермобарическое воздействие в результате динамометаморфизма и гидротермальной деятельности по глубинным разломам. Если бы алмазы в зерендинской серии Кокчетавского массива образовались благодаря погружению этих пород до глубины 200 км, как считают [49], то, во-первых, алмазоносным был бы весь объём пород зерендинской серии, а не только локальные приразломные и метасоматически переработанные зоны. Во-вторых, в алмазы превратился бы весь графит, содержащийся в породах. Кроме того, характерные признаки осадочных пород (микро- и макрослоистость) не сохранились бы.

Многие кристаллы алмаза находятся в качестве включений в гранате, кварце, биотите, амфиболе, карбонате, цирконе. Некоторые алмазы имеют толстую графитовую рубашку.

Эти факты говорят о том, что динамометаморфизм первично осадочных пород зерендинской серии привёл не только к твёрдофазному превращению части графита в алмазы, но и к появлению новых минералов, обычно не характерных для нормальных осадочных пород. Некоторые породы диагностированы как эклогиты. Метасоматиты сложного состава отличаются совместным присутствием минералов, характерных для гнейсов, с одной стороны, и кальцифиров — с другой. [54, 96].

Изучая породы древних метеоритных кратеров (Попигайская котловина, Печеж-Катунская структура и др.) исследователи обратили внимание на то, что в импактитах алмазы возникают только в тех случаях, когда породы в месте удара содержат

углеродистое вещество (графит). Кристаллы алмазов в импактитах часто сохраняют внешние формы кристаллов графита, но имеют иную внутреннюю структуру [168].

Углеродсодержащие докембрийские осадочно-метаморфические породы, кроме перечисленных регионов, широко распространены в пределах Кольского полуострова, Воронежского кристаллического массива, Украинского кристаллического щита, Приазовья, Урала (Полярного, Центрального, Южного), Горного Алтая, Западного и Восточного Саяна, Кузнецкого Алатау, Горной Шории, Таймырской складчатой системы и островов Северной Земли, Анабарского кристаллического массива, Алданского щита, складчатых систем Байкала и Дальнего Востока, Канадского, Балтийского и Китайско-Корейского щитов, Британских островов, Мадагаскара, Антарктиды, Индостана. В некоторых из этих регионов наравне с графитом в породах присутствуют жидкие УВ. Форма нахождения графита самая разнообразная — от тонкодисперсного в межзерновом пространстве пород до отдельных согласных с вмещающими породами слоёв и прожилков в трещинах [139].

Во многих перечисленных регионах (включая Антарктиду) уже известны коренные или россыпные месторождения или проявления алмаза [55, 169]. Если к этому добавить, что в различных породах (включая докембрийские) всех континентов широко развиты залежи УВ (нефть, газ, битумы, бурые и каменные угли, антрацит, антракосолит, горючие сланцы), относящиеся, как было отмечено выше, к графитирующимся материалам углеводородного ряда метаморфизма, то факт сопровождения алмазных месторождений всех типов углеродсодержащими полезными ископаемыми углеводородного (нефтяного) ряда уже не может быть отнесён к разряду случайных явлений.

Вышеизложенное позволяет сделать вывод о том, что пространственная приуроченность месторождений алмазов к зонам распространения углеродсодержащих полезных ископаемых нефтяного ряда носит не только статистический характер, но имеет генетически причинно-следственную природу. При термическом воздействии на УВ происходит их обогащение

углеродом через удаление водорода вплоть до превращения в графит, поскольку в молекулах УВ энергия связи «углерод-водород» на 20–25% меньше, чем, энергия связи «углерод-углерод» [70]. Этим самым подготавливаются благоприятные условия для твёрдофазного превращения углерода (графита) в алмаз, так как установлено, что в присутствии водорода процесс превращения углерода (графита) в алмаз полностью прекращается [76]. Если в дальнейшем углеродсодержащие породы окажутся в высоких термобарических условиях, необходимых для образования алмаза, то, независимо от глубины нахождения их, процесс алмазообразования должен наступить. Такие термобарические условия могут возникнуть вследствие многих тектонических причин, в том числе и магматизма. Различные варианты соотношения температуры и давления и возможное присутствие различных металлов-катализаторов могут существенно расширить диапазон среды алмазообразования.

Следует обратить особое внимание на тот факт, что единственным минералом, сопровождающим алмаз в породах любого генезиса, включая граниты, карбонатиты, щелочные базальтоиды и др., является графит [108], но не минералы-спутники алмаза, и даже не разновидности их — так называемые «минералы алмазной ассоциации». Этот факт лишний раз говорит о генетической связи алмаза с графитом, а так же о том, что алмазы в известных к настоящему времени месторождениях образовались в условиях земной коры. Если бы они образовались на глубинах 200–250 км с высокими термобарическими условиями, достаточными для превращения графита в алмаз, то весь графит бы превратился в алмазы. Совместное нахождение алмаза и графита во всех месторождениях свидетельствует о том, что термобарические условия, необходимые для кристаллизации алмаза, возникали локально и дифференцированно по величине. А такие условия могут возникать только в земной коре при различных тектонических процессах, независимо от того, сопровождаются эти процессы вулканизмом или нет. Вулканизм, будь то эруптивный или эффузивный, наравне с другими тектоническими процессами играет отдельную самостоятельную роль в алмазообразовании.

Изложенная схема процесса алмазообразования в природе объясняет многие факты, которые до сих пор не находят своего объяснения, но имеют прямое или косвенное отношение к генезису алмаза. Например, становится понятным, почему при, казалось бы, прочих равных условиях алмазоносной является малая доля кимберлитовых трубок даже в пределах одного и того же поля. Если в толще пород, прорванных магматическим расплавом при формировании диатрем, УВ или продукты их метаморфизма отсутствовали, то алмазам не из чего было образоваться. А то, что залежи УВ даже в высокопродуктивных толщах по площади распространены спорадически — факт широко известный.

Объясняется также факт широкого диапазона размеров кристаллов алмаза — от долей миллиметра до нескольких сантиметров при резком преобладании мелких размеров. Таково соотношение размеров различных пустот в горных породах, которые изначально насыщались УВ. Как правило, в карбонатных породах по сравнению с песчано-глинистыми общий объём пустотного пространства выше, а размеры отдельных каверн доходят до нескольких сантиметров (и даже более), что и проявляется в особенностях алмазоносности некоторых месторождений. Например, как было отмечено выше, в преимущественно карбонатных породах зерендинской серии Кокчетавского массива (Кумдыколь, Барчиколь) содержание алмаза составляет более 3000 кар/т. Ещё раз подчеркнём, что такая совокупность уникальных особенностей, включающая особенности минерального состава и алмазоносность, не характерна ни для одного иного типа алмазосодержащих пород Кокчетавского массива. [143, 183].

Высокой насыщенностью углеродом (углеводородами) вмещающих карбонатных отложений можно объяснить уникальность — «алмазное уродство» по [168] — кимберлитовых трубок Мир, Удачная и др. в Якутии, где количество алмаза таково, что иногда он составляет породообразующий минерал [168].

Крайне низкое содержание алмазов в кимберлитовых и лампроитовых трубках — в среднем менее 1 кар/т, и высокое — де-

сятки кар/т — содержание его в дайках [168] в случае их продуктивности также находит своё объяснение. В процессе формирования диатрем вся масса углерода (графита), в том числе подвергшегося воздействию высоких температур и давлений, и превратившегося в алмазы, рассеивается по всему объёму пород, заполняющих трубку. В некоторых случаях часть алмазов может выноситься и, скорее всего, выносится за пределы трубки продуктами взрыва в начальный момент её формирования, о чём свидетельствуют закратерные вулканические валы вокруг некоторых слабоэродированных трубок, например, Мвадун в Танзании [169]. При образовании даек рассеивание образовавшихся алмазов почти не происходит, что подтверждается фактами из [82] и содержание алмазов остаётся близкой к концентрации исходного углерода (графита), если он полностью превратился в алмазы. Следует отметить, что при формировании даек термобарическому воздействию подвергается значительно меньший объём графитсодержащих пород, чем при образовании диатрем. При образования динамо- и ударно-метаморфогенного типов месторождений рассеивание алмазов не происходит вообще, чем и объясняется высокая алмазоносность силикатно-карбонатных пород Кокчетавского массива.

4.6. Практические следствия изложенной гипотезы генезиса алмаза

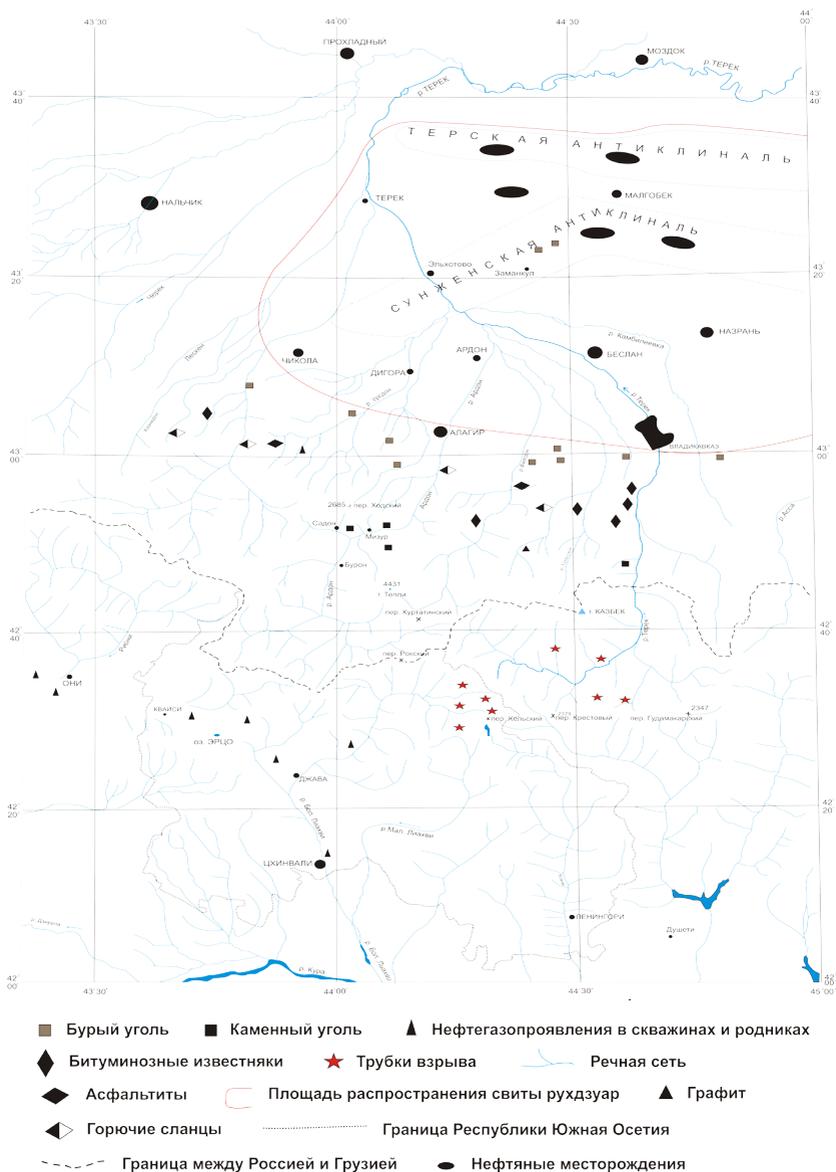
Из изложенной гипотезы образования алмаза вытекает ряд существенных практических следствий. Например: а) полностью снимается кимберлитовое (лампроитовое) ограничение, о необходимости которого для отдельных территорий ранее говорили [83]; б) прогнозно-поисковые работы не должны ограничиваться пределами древних стабильных платформ с возрастом кристаллического фундамента более 1,5 млрд. лет, как рекомендуют [50] в соответствии с правилом Клиффорда; в) отсутствие различных минералов-спутников алмаза не должно рассматриваться как признак бесперспективности объекта на

алмазы; г) перспективными на алмазы территориями должны считаться любые территории, на которых имели место события, оказавшие на углеродсодержащие породы осадочного чехла и кристаллического фундамента высокотермобарическое воздействие. Площади таких территорий многократно больше, чем площади «древних стабильных» платформ с кимберлитовым магматизмом, которые традиционно только и считаются перспективными на алмазы.

В качестве перспективного на алмазы «нестандартного» объекта, где можно проверить состоятельность изложенной гипотезы, можно рассматривать Центральный Кавказ. Здесь имеются все необходимые условия для образования алмазов, как в магматических аппаратах, так и в породах, испытавших динамометаморфизм. Наличие высокотемпературных пород — мигматитов, анатектитов, бластоминолитов, а также эклогитов и гранатовых амфиболитов является подтверждением этому. В вулканогенных породах часто присутствуют гранат, корунд, кордиерит, ставролит, силлиманит, биотит, пироксены, оливин. Только в пределах Кельского плато, расположенного на высотах более 3000 м южнее четвертичного вулкана Казбек, выявлено несколько десятков очагов четвертичного вулканизма, в том числе 14 трубок взрыва, больше половины из которых находится на территории Республики Южная Осетия, остальные — на территории Грузии (Рис. 17). Верхние слои земной коры региона отличаются высокой насыщенностью углеводородами различной степени метаморфизма — от жидких УВ до графита. Причём графит, антраксолит и ископаемые угли распространены почти на всей территории Большого Кавказа, в том числе и в зоне широкого развития магматизма [14, 74, 148, 159]. Высокогорные алмазоносные кимберлитовые трубки на высоте 3200 м над уровнем моря известны в Драконовых горах на территории Лесото [169].

В настоящее время идёт чрезвычайно интенсивная денудация Большого Кавказа и в связи с этим представляется весьма целесообразным наряду с непосредственным изучением трубок взрыва и других магматических очагов, проведение тоталь-

Рис. 17. Центральный Кавказ.
 Схематическая карта фактического материала по перспективам
 алмазности (по материалам Л.А. Варданяца, 1932, Р.Р. Гогичева, 1999,
 Ю.Г. Леонова, 2007 и др.)



ного шлихо-минералогического опробования всех водотоков, а также некоторых свит, потенциально перспективных на россыпные алмазы. В качестве одной из таких свит можно рассматривать свиту рухсдзуар (поздний плиоцен), распространённая в западной части Терско-Каспийского передового прогиба (Рис. 17). Мощность вулканогенно-осадочных пород свиты составляет более 1000 м. Их образование связывается с мощной вспышкой эксплозивного и частично эффузивного вулканизма в позднем плиоцене (акчагыл — апшерон), продукты которого можно наблюдать только в переотложенном виде в свите рухсдзуар [74].

ГЛАВА 5. О ВРЕМЕНИ ОБРАЗОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Изучение особенностей изменения состава и свойств углеводородов в осадочном чехле в течение геологического времени может привести к решению ряда важнейших проблем геологии нефти и газа, например, к определению времени формирования залежей последних. Для решения этой проблемы неоценимую помощь могут оказать результаты исследования стратифицированных залежей УВ, то есть таких залежей, время образования которых относительно возраста вмещающих пород устанавливается однозначно. Таковыми, в отличие от залежей нефти и газа, являются залежи ископаемых углей, поскольку они, как было показано выше, образуются не из торфа, а из нефти. Угольные пласты — это древние изливы нефти на дневную поверхность с последующим захоронением их в процессе формирования осадочной толщи. Поэтому обильный фактический материал по угольным месторождениям даёт возможность проследить поведение УВ во времени в различных геологических условиях. Это даст возможность оценить продолжительность существования УВ в недрах в виде подвижных флюидов (нефть, конденсат, газ).

Чрезвычайно высокая неустойчивость состава УВ в залежах проявляется при изучении любого месторождения и выражается в значительной дифференциации состава УВ даже в пределах одной нефтяной или нефтегазовой залежи. Нередко состав и свойства УВ в верхней и в подошвенной частях залежи разнятся значительно больше, чем шаг значений «генетических» параметров нефти в представлении сторонников органической гипотезы. Различные геохимические ореолы над месторождениями, вызванные потоком УВ из них, и весьма результативно используемые в практике поисков, также являются одним из аспектов процесса интенсивного изменения состава УВ в недрах. Эти изменения идут постоянно и в конечном итоге залежи газообраз-

ных и жидких УВ, в зависимости от конкретной геологической ситуации либо разрушаются, оставляя в коллекторе следы в виде твердого битума, антраколита или графита, либо превращаются в промышленные месторождения других полезных ископаемых. Например, в месторождение графита (Союзное на Амуре), или алмаза (Кумдыкульское в Северном Казахстане). Союзное месторождение графита на Амуре, о котором подробнее было сказано выше, — типичный пример превращения древнего нефтяного месторождения в графитовое.

Теперь рассмотрим конкретные примеры состояния УВ в угольных пластах в различных геологических условиях. В Норильском районе на Кайерканском угольном месторождении исследован пласт каменноугольного возраста мощностью 2,5 м вблизи долеритовой дайки. Степень метаморфизма угля вдали от дайки соответствует стадии отощённо-спекающихся, на расстоянии 25 м от дайки — тощей стадии, а на расстоянии 5 см — антрацит [105]. Многочисленные примеры региональной корреляции степени метаморфизма углей по латерали и температуры угленосных отложений приводятся в работе [162]. В одних и тех же угленосных отложениях степень метаморфизма углей тем выше, чем выше температура вмещающих пород. Например, в Тунгусском угленосном бассейне в пермских отложениях с юго-востока на северо-запад по мере увеличения уровня регионального геотермического фона увеличивается и степень метаморфизма углей от бурых до антрацитов. Отклонения от этой закономерности имеют место в случае наличия древних интрузий в угленосных толщах. Такие интрузии в момент внедрения в угленосные отложения приводят к резкому локальному увеличению температуры окружающих пород и, следовательно, степени метаморфизма углей. В результате остывания интрузии температурные аномалии в современном геотермическом поле уже не проявляются, но степень метаморфизма углей, как процесс необратимый, сохраняется. На этих примерах чётко проявляется ведущая роль температуры в метаморфизме УВ, который выражается в закономерном увеличении доли углерода от 55–60% в бурых углях до 93–95% в антраците и далее до 100% в

графите и алмазе. Такое влияние температуры на состав УВ вызвано тем, что энергия связи «углерод — водород» на 20–25% меньше, чем энергия связи «углерод — углерод» [70]. Но это не исключает роль времени в метаморфизме УВ. Влияние температуры реализовывается во времени и даже относительно низкие температуры (30–35 °С) в сочетании с процессами диффузии лёгких УВ из залежей со временем приводят к определённой степени метаморфизма УВ. Наиболее молодые отложения, в которых известны пласты ископаемых (бурых) углей (нередко вязких и с флюидалной структурой) — это миоценовые, а наиболее древние — девонские [162]. В более древних отложениях УВ превратились в графит и алмазы. Из этого следует, что, если УВ в осадочный чехол попали в интервале времени от девона до неогена, то они превращаются в ископаемые угли различной степени метаморфизма. А если они попали в более раннее время, то превращаются в шунгит и графит. То-есть, возраст месторождений нефти и газа, которые выявляются и разрабатываются сегодня, не может быть древнее неогена. Здесь необходимо некоторое уточнение. «Стартовые» состояния УВ при формировании угольных пластов и залежей нефти и газа неодинаковы. УВ в варианте формирования угольного пласта к моменту захоронения уже в значительной степени лишены лёгких фракций и представляют собой асфальтоподобные массы. В настоящее время такие асфальтовые озёра известны во многих местах (Ла Брея, Челекен и т. д.). А УВ, которые образуют залежь нефти или газа попадают в коллектор в виде газообразных или жидких фракций. Поэтому даже при синхронном начале метаморфизма его степень в варианте залежей нефти и газа в начальный период будет несколько отставать от степени метаморфизма углей. Но есть основание считать, что это отставание незначительное и со временем исчезает полностью, так как темп изменения состава лёгких УВ в недрах многократно выше, чем более тяжёлых (битумов, бурых вязких углей и т. д.). Такой вывод основан на следующих фактах. В работе [19] приводятся результаты газовой съёмки по снежному покрову в нефтегазовых районах Западной и Восточной Сибири. Исследователи

вполне резонно подчеркивают, что снежный покров является более однородной геохимической средой по сравнению с почвой, донными осадками и осадочными породами; что все УВ-газы в снежном покрове аллохтонные; что в зимнее время все биохимические процессы заторможены и поэтому искажающее влияние их на газовый поток из залежей ничтожно. Добавим к этому, что, поскольку снежный покров обновляется ежегодно и существует всего несколько месяцев, УВ в нём всегда «свежие». И этот факт говорит о том, что процесс диффузии УВ из залежей идёт постоянно. Из УВ-газов в снежном покрове обнаружены метан, пропан, н-бутан, изо-бутан, этилен, пропилен, бутилен. Среднее содержание метана составляет 101, а гомологов метана — 18 (10^{-4} мл/кг). Установлено, что на разведанных, но ещё не разрабатываемых месторождениях нефти, где снег и почва ещё не загрязнены нефтью с попутным газом, в снеге почти во всех пробах фиксируются повышенные в 3–20 раз по сравнению с фоном концентрации гомологов метана. Контуры газовых аномалий совпадают с контурами залежей. Характер изменений концентраций газов внутри аномалий и величины самих аномалий говорят о том, что УВ газы мигрируют в снег путем диффузии, а не эффузии. На 29 контрастных ($K > 3$) аномалиях на неразбуренных площадях Приуральской нефтегазоносной области эффективность поисково-разведочного бурения оказалась в 2,6 раза выше, чем на соседних площадях, не покрытых газовой съёмкой, но имеющих структурные ловушки. Факт 20-и кратного увеличения УВ газов над месторождениями в снеге, который существует всего несколько месяцев, говорит о весьма высоких темпах разрушения (истощения) залежей жидких и газообразных УВ.

В другой работе [80] показано, что абсолютный возраст асфальтита в парагенезисе с загустевшей нефтью из зон трещиноватости в архейском кристаллическом фундаменте Балтийского щита составляет 30–40 тыс. лет. В той же работе приводятся факты совместного нахождения в пустотном пространстве различных горных пород УВ от жидких до твердых битумов. Например, в верхнепротерозойских породах Тимано-Печерской про-

винции обнаружен последовательный во времени дискретный ряд минерализации: графит — антраксолиты — кериты — асфальтиты — асфальты — нефти, сопровождаемый газопроявлениями. Подобные факты говорят, во-первых, о многократных поступлениях УВ в коллектор, и, во-вторых, о том, что жидкие и газообразные УВ более ранних поступлений уже превратились в асфальты, асфальтиты, кериты, антраксолиты и графит. Аналогичные факты известны и в более молодых отложениях, но с той лишь разницей, что в более молодых отложениях степень метаморфизма УВ более ранних поступлений имеет более низкую стадию. Это подтверждает вывод о непостоянстве состава УВ во времени и непрерывности процесса метаморфизма их в литосфере. Об этом же говорят приведенные в разделе 1.5.3. факты по 403 определениям величины теплового потока на нефтяных и газоконденсатных месторождениях различных континентов, в результате которых выявлено, что для нефтяных месторождений среднее значение теплового потока составляет 1,09 мккл/см² сек, для газоконденсатных — 1,16 [100]. То-есть, процесс метаморфизма УВ, сопровождаемый диффузионным оттоком лёгких фракций их, идёт с момента их попадания в осадочный чехол и проявляется температурной и углеводородногазовой аномалиями над месторождениями. По этой же причине пласты ископаемых углей, обнаружены только в отложениях от неогена до девона. В более древних отложениях они превратились в шунгиты и графиты. И печально слышать, когда именитый ученый [73] называет месторождение нефти древнейшим на планете всего лишь потому, что вмещающие породы протерозойского возраста. Возможно, причина такого заблуждения кроется в ранее предпринятой им неудачной попытке оценить масштаб истощения залежи нефти во времени [20]. Авторов этой работы неудача постигла, в основном, по причине плохого знакомства их с законами арифметики. Для оценки объемов миграции УВ из залежей ими были использованы результаты газовой съемки по снежному покрову. Величину диффузии УВ предлагается оценивать по формуле $Q = 2,5 \times 10^5 (q_a - q_\phi)ht$, где Q — объём газообразных гомологов метана и низкомолекулярных жидких

УВ, мигрировавших из нефтяных залежей, тыс. т/км²; q_a , q_ϕ — соответственно аномальное и фоновое содержание этих УВ в снеге, мл/л; h — толщина снежного покрова, м; t — геологическое время, млн. лет. Если формула арифметически некорректна, то искать в ней смысловое содержание — пустое занятие. А вышеприведенная формула лишена корректности не только арифметической. Например, размерность объема УВ, мигрировавших из нефтяных залежей (Q), выражена в тыс. т/км². Но это ещё не беда, дальше — больше. Именитые авторы думают, что если выполнить рекомендуемые ими арифметические действия, то размерности мл/л, м, лет (время) дадут размерность тыс. т/км². Это не придирка к случайным огрехам рассматриваемой работы, и огрехи не случайные. Аналогичные методические приемы, применяемые другими известными учёными в процессе научного познания, были приведены выше. И, к сожалению, такие факты не редкость, особенно в работах титулованных учёных, но это — тема другой работы.

ГЛАВА 6. ПРАКТИЧЕСКИЕ СЛЕДСТВИЯ РАЗЛИЧНЫХ ГИПОТЕЗ ГЕНЕЗИСА НЕФТИ И ГАЗА

Выше было показано, что некоторые исследователи считают, что гипотезы генезиса УВ не имеют практического значения, поскольку методика поисков месторождений нефти и газа останется неизменной, а поиски не будут выходить за пределы осадочного чехла. С таким мнением согласиться нельзя по следующим причинам. Любое событие в природе имеет свои следствия, которые в полном объеме никогда не совпадают со следствиями другого события, отличного от первого. А осадочно-миграционная гипотеза генезиса УВ из гипотетического РОВ осадочных горных пород и абиогенная (глубинная) гипотеза резко отличаются в своей основе и не могут не иметь различные следствия, влияющие на практику поисково-разведочных работ. Не соглашаться с этим — значит признать, что поиски месторождений УВ вообще не нуждаются в теоретической базе. Рассмотрим эти вопросы более конкретно.

Пленение умов нефтеразведчиков осадочным чехлом с помощью доминирующего с большим преимуществом положения органической (осадочно-миграционной) гипотезы генезиса нефти и газа, в корне ошибочной, вывело на долгое время из сферы нефтегазопроискового интереса значительные территории и объемы земной коры за пределами осадочного чехла, где могут быть обнаружены немалые запасы нефти и газа. На этих территориях не проводятся никакие целенаправленные работы по оценке их нефтегазоперспективности. Не разрабатываются методики картирования ловушек геофизическими методами за пределами осадочного чехла, а зоны его отсутствия вообще не рассматриваются нефтеразведчиками.

Более ста лет поисково-разведочные работы на УВ проводились в соответствии с положениями осадочно-миграционной гипотезы генезиса и формирования месторождений нефти и газа. Работы проводились во всех бассейнах, где мощность

осадочных пород превышала 2–2,5 км. В некоторых бассейнах залежи УВ не были обнаружены вообще. В других, где были открыты месторождения УВ, продуктивными оказались, в лучшем случае, около 35% структур. А в пределах каждой продуктивной структуры из многих близко расположенных друг к другу пластов-коллекторов, образующих полноценные ловушки, продуктивными оказываются всего несколько, в большинстве случаев только один. Поэтому доля продуктивных пластов-коллекторов в целом по регионам составит менее 1% от всех, которые, согласно органической гипотезе, обязаны содержать залежи УВ. Эти факты не могут быть объяснены органической гипотезой генезиса УВ. При повсеместном распространении живых организмов и растений, из ОВ которых якобы образуются УВ в осадочных породах, такая редкость нефтенасыщенных пластов и особенности распространения их в разрезе осадочного чехла необъяснимы. Например, локально распространённые песчано-алевролитовые пласты в глинистой толще неокома в Западной Сибири. При прочих равных условиях — стратиграфическое положение, глубина залегания, температура, пространственное положение относительно гипотетических нефтематеринских толщ и т. д., продуктивными оказываются только некоторые из них. Такая же ситуация имеет место и в сеноманских пластах-коллекторах, которые имеют региональное распространение и почти в пределах каждой локальной структуры образуют ловушки, но, как правило, водонасыщенные. Такие примеры имеются по каждому нефтегазоносному бассейну, но удовлетворительного объяснения с точки зрения органической гипотезы генезиса УВ не находят. В то же время тратятся значительные средства на опосредованное обнаружение каждой ловушки, большинство из которых в пределах нефтегазоносных бассейнов оказывается непродуктивным.

Признание глубинного генезиса УВ и формирования месторождений за счёт вертикальной миграции их по разломам имеет весьма важные практические следствия.

Во-первых, снимается запрет на изучение нефтегазоперспективности значительных объёмов земной коры за предела-

ми осадочного чехла. Эти объёмы должны, наравне с осадочным чехлом, рассматриваться как потенциально нефтегазоперспективные. Осадочный чехол, равно как и любая другая часть земной коры, является всего лишь средой для существования ловушек, которые могут содержать УВ, а могут и не содержать.

Во-вторых, содержание и методика прогнозно-поисковых работ должны претерпеть принципиальные изменения. Критериями для отнесения территорий (не только осадочных бассейнов!) к нефтегазоперспективным должны быть: — наличие или предположение о наличии ловушек в разрезе земной коры в пределах доступных глубин; — активные подвижки по разломам в новейшее время; — локальные, зональные или региональные положительные температурные аномалии; — наличие аномалий по углеводородным газам по результатам наземных наблюдений. Кроме того наличие угольных пластов, углепроявлений или углеродистого вещества в разрезе должно рассматриваться как довод в пользу нефтегазоперспективности региона, поскольку наличие перечисленных веществ говорит о том, что в данном регионе имело место поступление УВ в верхние слои земной коры, по крайней мере, в прошлые геологические эпохи. В таких регионах высока вероятность поступления УВ и в настоящее или недавнее геологическое время. В качестве примеров можно привести Западно-Сибирскую, Волго-Уральскую, Припятскую и многие другие нефтегазоносные провинции.

С учетом факта глобальной дегазации земли, установлено в последние десятилетия усилиями многих исследователей, особо актуальным становится принцип оценки нефтегазоперспективности любых объектов, который, применительно только к осадочным бассейнам, пропагандировал Соколов В. Я. [145, стр. 43], **«всякий объект перспективен, если отсутствуют доказательства его непродуктивности»**.

Причина избирательности нефтегазонасыщения ловушек в нефтегазоносных бассейнах, о которой говорилось выше, находит своё объяснение в гипотезе глубинного генезиса УВ. Продуктивными оказываются те ловушки, которые в момент поступления УВ по разломам имеют связь с последними. Следует

отметить, что в зависимости от времени проявления и состава гидротерм, залежи УВ могут быть разрушены последующими процессами гидротермальной деятельности. Такие примеры имеются в Припятском прогибе. Здесь в головной части Червоно-Слободской тектонической ступени во франских карбонатных отложениях в высокой степени развита кавернозность. Размеры каверн доходят до 2,5–3 см. Некоторые образцы керна диаметром 80 мм насквозь пронизаны такими кавернами и просвечиваются. Но все каверны выполнены кристаллическим прозрачным галитом без следов вторичных деформаций кристаллической структуры. В кавернах на контакте галита с карбонатным скелетом пород и в небольших, не заполненных солью частях каверн, изолированных друг от друга, содержится лёгкая газированная нефть, не имеющая промышленного значения. Выше по разрезу во внутрисолевом сульфатно-карбонатном прослое фаменской соленосной толщи выявлена залежь тяжёлой (0,956–0,997 г/см³), вязкой нефти, с низким (10,2 м³/т) газовым фактором, но с аномально высоким пластовым давлением ($K_A = 1,66$) [38]. Эти факты свидетельствуют о том, что во франских высококавернозных карбонатных отложениях изначально была сформирована залежь лёгкой нефти. В последующем в результате новых гидротермальных процессов с иным составом гидротерм залежь нефти была разрушена (вытеснена) и каверны почти полностью были выполнены выпадающим в осадок из восконасыщенного раствора галитом. Вытесняемая нефть выше по разрезу образовала вторичную залежь тяжёлой вязкой нефти, поскольку в процессе переформирования лишилась лёгких фракций, но с аномально высоким пластовым давлением, превышающим давление даже в более глубокозалегающих пластах. Как видим, гидротермальный процесс, в результате которого формируются залежи УВ, в зависимости от многих своих параметров (состав, время проявления и др.) может сыграть и отрицательную роль в части сохранения уже сформированных залежей. Этим же объясняются многочисленные факты совместного нахождения в пустотном пространстве различных горных пород УВ различной степени метаморфизма, нередко твёрдого

битума и лёгкой газированной нефти, о которых говорилось выше. Приведём ещё один пример. На Алданской антеклизе в зонах региональных сквозных разломов обнаружены протяжённые поля аномальных скоплений битумов. В подошве осадочного чехла на глубине 340–400 м. на р. Толбе выявлена залежь нефти и крупного скопления битума. Наличие широкого спектра битумопроявлений — от метанового газа до асфальтитов — говорит о многократных поступлениях углеводородов по разломам. Жидкие УВ в кавернах и трещинах минералов гидротермального происхождения подтверждают это [154]. Как видим, состав гидротерм, поступающих в верхние слои земной коры по одним и тем же глубинным разломам, но в разное время, может, как изменяться существенно, так и оставаться неизменным. В связи с этим этот процесс заслуживает всестороннего и детального исследования, что приведёт к значительному повышению эффективности поисковых работ не только на УВ сырьё.

Эффективность прогноза нефтегазоносности локальных и зональных структур в пределах осваиваемых нефтегазоносных провинций может быть значительно выше, если поисковые работы вести по критериям, являющимся следствиями глубинного генезиса УВ и формирования месторождений их за счёт вертикальной миграции по разломам. Такими критериями являются локальные и зональные температурные аномалии и аномалии по углеводородным газам по наземной (и, возможно, по воздушной) газовой съёмке. Возможность выявления температурных аномалий по дистанционным методам исследования значительно может упростить процесс поисковых работ.

Глава 7. УГЛЕРОДИСТОЕ ВЕЩЕСТВО В ГЕОЛОГИИ РУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Сложилось так, что некоторые вещества в разных областях геологии имеют разные названия. Углеводороды (нефть и газ), битумы, бурые и каменные угли, антрацит, антракосолит, шунгит, графит, помимо перечисленных индивидуальных названий в зависимости от форм нахождения среди других пород имеют ещё и другие названия. Например, — рассеянное органическое вещество (РОВ) горных пород сапропелевого или гумусового происхождения или кероген в терминологии геологов-нефтяников, и углеродистое вещество — в рудной геологии. Оставим пока без внимания терминологический хаос, и в настоящей главе для краткости все эти вещества будем называть углеродистым веществом (УВ), поскольку этот термин более точно отражает главную и общую для всех перечисленных веществ особенность состава. УВ имеет чрезвычайно широкое распространение в осадочных, магматических и метаморфических породах на всех континентах. Встречается в любых структурно-тектонических и магматических образованиях независимо от возраста структур и пород. Нефть, газ, ископаемые угли, антракосолит, шунгит, графит, являясь сами по себе полезными ископаемыми, часто содержат целый ряд различных металлов и элементов, иногда в промышленно значимых количествах, присутствуют во многих месторождениях рудных и нерудных полезных ископаемых в широком диапазоне концентрации. Эти факты не остаются без внимания со стороны исследователей, изучающих строение и состав земной коры в целом и месторождений различных полезных ископаемых в частности. Они становятся предметом обсуждения на специальных международных симпозиумах [161]. Но, до настоящего времени нет единого мнения о причинах, обусловивших эти факты. Высказываются разные гипотезы, нередко взаимоисключающие. УВ наделяется различными невероятными свойствами.

Например, в связи с относительно высокими концентрациями различных металлов в углях Кайерканского угольного разреза (Норильский район), в работе [81] утверждается, что углеродистое вещество обладает высокой сорбционной ёмкостью по отношению к благородным металлам.

В другой работе [84] авторы отмечают, что главный объём крупных и уникальных по запасам месторождений золота (более 45%) связан с вулканогенно-углеродисто-терригенными комплексами и предполагают существование мощных процессов перераспределения пороодо-, рудообразующего вещества с последовательным увеличением в продуктах регенерации концентраций золота, но признают, что этот вопрос требует дальнейшего изучения.

Обнаружив в нефтях месторождений основных провинций России высокие (на порядок больше, чем кларки этих элементов в осадочных породах) содержания элементов платиновой группы и золота, авторы работы [97] высказывают несколько предположений о причинах этого явления: 1. Осадочный фактор, действовавший в процессе осадконакопления высокоуглеродистых пород, аккумулировавших в себя повышенные концентрации платиноидов. При отделении из этих пород нефтей часть платиноидов могла переходить в нефть, а другая — оставаться и накапливаться в высокоуглеродистых породах. 2. Фактор пространственной близости ультраосновных массивов, которые могли быть первоисточником платиновых металлов, как при образовании высокоуглеродистых нефтематеринских пород, так и в процессе гидрогенного переотложения платиновых металлов подземными водами. 3. Магматический фактор, имевший место во время внедрения магматических инъекций в нефтяные резервуары. Контактное воздействие магматических инъекций обогащало нефть металлами. 4. Фактор влияния мантийных струй.

В работах [101,102] автор утверждает, что углеводородные соединения обладают высокой концентрирующей способностью по отношению к металлам.

Ни в упомянутых работах, ни в других аналогичных, не приводится никаких доказательств в пользу приписываемых УВ

свойств и не объясняется механизм реализации их. Поэтому академик Шило Н. А. [185], изучая золоторудные месторождения Витватерсранд (Южная Африка), Мурунтау, включая гранитоидный массив на глубине 4005 — 4300 м (Узбекистан), Наталка (Россия) и многие другие объекты, обращает особое внимание на часто встречающиеся факты совместного нахождения золота и УВ, и утверждает, что **причина такой избирательности золотом углеродсодержащих пород до сих пор никем не объяснена.**

Добавим от себя, что если исходить из положений осадочно-миграционной (органической) гипотезы образования углеводородов (нефти и газа), и принимать на веру существование в осадочных породах гипотетического рассеянного органического вещества сапропелевого или гумусового происхождения, как исходного вещества для образования нефти и газа, а также превращение растительных остатков через торф в ископаемые угли, которые на самом деле являются нефтью глубинного (мантийного) происхождения и продуктами её метаморфизма в породах земной коры [94, 95], то причина избирательности не только золотом, но и многими другими металлами и элементами углеродсодержащих пород не будет объяснена никогда. Осмысление многочисленных опубликованных фактов из геологии нефти и газа, рудных и нерудных полезных ископаемых, однозначно отвергающих широко распространённую, но в корне ошибочную осадочно-миграционную гипотезу образования нефти и газа и прямо указывающих на глубинный генезис их, а также избавление от не менее ложной гипотезы образования ископаемых углей из растительных остатков через торф, могут не только объяснить многие непонятные сегодня вопросы, но вывести на совершенно новый уровень вопросы прогноза и поисков месторождений нефти и газа, рудных и нерудных полезных ископаемых.

УВ, являясь, по сути, интрузивом в земной коре, имеют ряд важных отличий от интрузивов другого состава. Это — чрезвычайно широкое распространение различных тел и пластов УВ, которые применительно к рудным полезным ископаемым со-

держат в себе огромный, до сих пор почти не используемый информационно-поисковый потенциал, имеющий генетическую основу. Кроме того, различные металлы и элементы содержатся во всём объёме УВ и распределены более равномерно, чем в других породах. Это доказано опробованием угольных пластов на различных месторождениях, и золы на ГРЭС-ах, работающих на ископаемых углях [162]. Иногда в некоторых мощных (более 1,5–2 м) пластах наблюдается значительное увеличение содержания металлов и различных элементов в подошвенной части угольного пласта, как, например, в пластах 23 и 24 Жиганского месторождения [64]. Это является следствием гравитационного перераспределения тяжёлых компонентов в жидкой углеводородной смеси до её захоронения под осадками и превращения в угольный пласт. Исключением из этого являются случаи, когда уже литифицированное УВ пронизано гидротермами, локально обогащающими УВ и все другие вмещающие породы различными металлами и элементами.

Исследованиями многих ученых, изучающих месторождения рудных полезных ископаемых, нефти и газа, ископаемых углей, шунгита, графита, установлено, что формы нахождения УВ в различных горных породах весьма разнообразны: жидкие и газообразные заполняют пустотное пространство пород в пределах месторождений нефти и газа, а твердые — от сонахождения наночастиц благородных металлов и углерода и тонкодисперсного состояния в межзерновом пространстве различных пород до мощных пластов, распространённых на площадях в несколько сотен и более квадратных километров в виде залежей шунгита, графита и ископаемых углей в осадочных и метаморфических комплексах [133, 139, 162, 194 и др.]. Последние относятся к стратифицированному типу залежей УВ, поскольку время образования их относительно возраста вмещающих пород определяется достаточно точно. К стратифицированному типу следует относить также УВ горючих сланцев. Особенности их формирования, состава и строения — синхронность поступления всех компонентов (углеводородов и терригенного материала) в бассейн седиментации [95], широкий диапазон содер-

жания углерода (10–80%), почти полное отсутствие пористости, глинистость, слоистость, наличие сине-зелёных водорослей и др. [28], говорят о том, что они образуются в глубоководных условиях при смешивании выпадающего в осадок терригенного, в основном глинистого, материала с нефтью при её подводных излияниях по глубинным разломам. Относительное содержание углерода в горючих сланцах контролируется соотношением количества терригенных осадков и изливающейся нефти. Этим и объясняется широкий диапазон содержания углерода в них.

Что касается УВ, находящегося в пустотном пространстве пород (тонкодисперсная, трещинная, прожилковая и другие формы), то их датировка всегда спорная, поскольку установить достоверно время поступления УВ в пустотное пространство литифицированных пород почти не удаётся. Поэтому они относятся к нестратифицированному типу УВ. Таковыми являются залежи нефти и газа, которые со временем в результате метаморфизма и в зависимости от конкретных условий либо разрушаются, оставляя в коллекторе хорошо заметные следы своего присутствия, либо в конечном итоге превращаются в залежи графита промышленного значения, как например, месторождение Союзное на Амуре и др.

Рассмотрим несколько примеров нахождения УВ в парагезисе с различными металлами и элементами в разновозрастных структурно-тектонических условиях земной коры. Эти факты понадобятся нам для объяснения причин сонахождения УВ со многими металлами и элементами, а также для обоснования и раскрытия информационно-поискового потенциала УВ применительно к рудным полезным ископаемым.

В пределах Вятско-Камской меденосной полосы верхнепермские углеродсодержащие битуминозные породы встречаются в значительном интервале разреза. Мощность битуминозных пород от 0,25 до 2,9 м, они характеризуются повышенными (>0,1 г/т) содержаниями золота, а также меди и серебра. Все повышенные концентрации малых элементов (особенно халькофильных) и благородных металлов связаны с углеродсодержащими породами. Углеродистое вещество углистой, битумной,

шунгитовой или графитовой субстанции. Средние содержания платины 0,29 г/т (0,1–3,3 г/т), золота 0,09 г/т (0,01–0,23 г/т) [53].

В углеродсодержащих сланцах золоторудного месторождения Сухой Лог обнаружены две разновидности нерастворимого углеродистого вещества. Первая — точно-капельвидная (свободная форма) представлена частичками (1–3 мкм), которые равномерно пронизывают минеральную часть сланцев. Однако плотность диспергирования различна. В отдельных участках породы плотность углеродистого вещества настолько увеличивается, что порода становится чёрной, не просвечивающейся в проходящем свете. Тонкополосчатое распределение УВ совпадает со слоистостью пород. Вторая разновидность УВ представлена частицами 20–30 мкм, имеющими сотово-ячеисто-решётчатое строение. Частицы соединены между собой, образуя тонкие сращения с терригенным материалом. В рудах присутствуют кристаллы графита. Наблюдается прямая корреляция между содержаниями углерода и золота в породе [133]. Как видим, распределение металлоносного углеродистого вещества в породах имеет все признаки насыщения мелкопористых пород нефтью. Мельчайшие поры (1–3 мкм), которые были заполнены нефтью, в результате метаморфизма вмещающих пород оказались изолированными друг от друга. Но слоистый характер распределения их унаследован от осадочных пород, в которых пористость также имеет слоистый характер.

На золоторудном проявлении Пионерское Дегдеканского рудного поля (Центральная Колыма), распределение углерода в верхнепермских терригенных отложениях строго подчинено форме складчатости. В соответствии с этим высокоаномальные зоны с содержанием углерода более 2% (керит, антракосолит, углистое вещество, графит, нефтеподобные битумы) приурочены к ядерным частям антиклинальных складок. В зоне битуминизации осадочных пород отмечается увеличение концентрации золота на порядок и более по сравнению с кларковыми содержаниями. По 226 пробам содержание золота в углеродсодержащих породах меняется от 0,04 до 14 г/т. **Главным концентратором золота являются битумы, в которых содержа-**

ние металла составило 224–629 г/т (в среднем 520 г/т) [25]. И здесь распределение УВ в пределах структур сохранило формы залежей нефти в антиклинальных ловушках, в которых суммарная пустотность и степень нефтенасыщения пород увеличивается от контуров к сводовым (ядерным) частям складок. Нахождение в пределах одной локальной структуры целого ряда УВ от нефтеподобного битума до графита говорит о том, что нефть либо поступала в ловушку периодически, и нефть более раннего поступления превратилась в кериты, антраксолиты и графит, а более поздняя остаётся в виде нефтеподобного битума, либо поступление нефти было одноразово, а различная степень преобразованности её является следствием дифференциации факторов динамометаморфизма в пределах структур. Ясность в этом вопросе может внести детальное изучение особенностей взаиморасположения УВ различных степеней метаморфизма и их распределения в пределах локальных структур.

В Приморье месторождения германия локализируются в углях и углистых породах эоценового (Шкотовское, Федосьевское, Черемшовое) и миоценового (Спецугли, Раковское) возрастов. Фундамент впадин, вмещающих месторождения германия, сложен гранитами (Спецугли, Раковское, Линканг), гнейсами (Тарбагатайское), осадочными и вулканогенно-осадочными породами (Новиковское, Федосьевское, Черемшовое, Шкотовское). Это не позволяет рассматривать в качестве источника германия, сконцентрированного в вышележащих угольных пластах, какие либо породы фундамента. Все месторождения германия контролируются узлами пересечения систем разрывных нарушений. Рудоконтролирующие разрывные нарушения прослеживаются из фундамента в осадочный чехол впадин. Многие из них относятся к конседиментационному типу и формировались в период накопления угленосной толщи. Более поздние разрывы, выраженные зонами дробления углей и вертикальными смещениями пластов, в основном, не оказывают заметного влияния на содержание германия. В углях до 99% германия содержится в виде германийорганических соединений. **Доля минеральных носителей германия в углях ничтожна [162].**

В пределах Кызыловской зоны разломов Восточного Казахстана широко развиты нестратифицированные шунгитовые породы. Фоновое содержание углерода в породах составляет десятые доли процента и редко достигает 2%. Однако оно резко возрастает в зонах глубинных разломов, где интенсивно проявлены процессы динамометаморфизма и гидротермальной проработки. Шунгитистые и шунгитсодержащие породы слагают крупные и мелкие тектонические линзы, шунгиты обособлены в виде гнёзд, линзовидных прослоев и прожилков субсогласных со складчатыми структурами вмещающих толщ. Высокое содержание углерода, наличие относительно крупных выделений «чистого» углеродистого вещества, морфология обособлений (гнёзда, линзы и прожилки во вмещающих толщах) указывают на миграционный характер формирования шунгитов [29]. Здесь мы имеем яркий пример, однозначно говорящий о том, что УВ шунгитовых пород рассматриваемой зоны поступало в осадочный чехол по глубинным разломам в весьма подвижном (жидком) состоянии. Эти примеры не единственные в своём роде, таковые имеются во всех регионах.

Поскольку вышеперечисленные углеродистые вещества в верхние слои земной коры поступают из мантии в составе гидротерм, химический состав и соотношение различных металлов и элементов которых меняется в широких пределах, то УВ всегда сохраняет химический «образ» гидротерм, в составе которых оно поступало. Способствует этому, кроме всего, равномерная по всему объёму относительно высокая вязкость смеси жидких углеводородов, из которой в верхних слоях земной коры образуются все вышеперечисленные углеродистые вещества [94, 95]. В этом заключается причина часто встречающейся «избирательности» различными металлами и элементами углеродсодержащих пород, объяснение которой пытался найти автор работы [185]. Поэтому пласты ископаемых углей и залежи нефти на многих месторождениях Восточной Сибири, Дальнего Востока, Казахстана и многих других регионов содержат в аномально высоких концентрациях различные металлы и элементы, которыми богаты соответствующие регионы и месторожде-

ния которых, как правило, находятся вблизи этих аномалий.

Например, в углях месторождения Гуннедах (Австралия) концентрация циркона в золах углей с зольностью 3,1–4,7% превышает 1,4% или 560 г/т угля. [162]. В непосредственной близости ещё с 30-х годов прошлого века разрабатываются богатейшие месторождения циркона [35].

Плиоценовые лигниты бассейна Косово аномально обогащены никелем и хромом — 304 и 176 г/т угля или 1100 и 546 г/т золы соответственно [162]. В непосредственной близости к юго-востоку имеются месторождения никеля (Голеш, Старо-Чикатово) и хрома (Орашье, Радуша) в серпентинизированных перидотитах [36].

Позднепермские антрациты в юго-западной части провинции Гужоу (Южный Китай) содержат (г/т): золота — 0,57, сурьмы — 370, ртути — 55 и мышьяка — 3,5%. Аналогичная геохимия характерна для расположенных поблизости золоторудных месторождений в обогащённых ОВ осадочных породах [162].

В специальной литературе в качестве причин, обусловивших эти факты, приводятся, как было показано выше, самые разные предположения, что уже само по себе говорит о несостоятельности высказываемых предположений. Это и мобилизация внутриводной и внутриминеральной воды, её метаморфизация, ступенчатое концентрирование металлов, аутигенное минералообразование и возникновение рудоносного флюида [51], и мобилизация металлов из ОВ нефтематеринских пород; сорбция асфальтово-смолистыми и сернистыми компонентами тяжёлых нефтей и битумов металлов из поверхностных и подземных вод; воздействие рудоносных растворов на асфальтовые битумы с метаморфическим преобразованием последних; привнос металлов в нефть с газовыми эманациями по зонам глубинных разломов [31], и эксфильтрационное и инфильтрационное обогащение угольных пластов металлами на стадии формирования торфа, из которого якобы образуются ископаемые угли [162].

Но имеются многочисленные факты аномального обогащения углей золотом и другими металлами, которые не могут

быть объяснены ни одним из перечисленных предположений, несмотря на их фантастичность. Например — золотоносность углей месторождений Верхнего Приамурья — региона, известного своими многочисленными коренными и россыпными месторождениями золота. В 120 пробах с трёх бурогольных и одного каменноугольного месторождения содержание золота составило от 5 до 100 г/т угля [162].

Как видим, ископаемые угли и залежи нефти содержат ценную информацию о геохимии геологической среды региона и в этой части особо стоит остановиться на значении и роли ископаемых углей. В виду их стратифицированности в геологическом разрезе по ним можно проследить изменения геохимии гидротермальных проявлений во времени, поскольку во многих регионах имеются многопластовые угольные месторождения, формировавшиеся в течение значительного временного интервала. Они позволяют синхронизировать гидротермальные процессы в разных регионах и континентах и оценивать при этом изменение особенностей геохимии геологической среды в пространстве в любую геологическую эпоху.

Весь накопленный материал по геохимии УВ несёт огромный прогнозно-поисковый потенциал касательно рудных полезных ископаемых. Реализация этого потенциала может привести к открытиям принципиального характера. По многим регионам имеются факты аномально высоких концентраций в УВ редких, цветных и благородных металлов при отсутствии соответствующих открытых месторождений в регионе.

Например, в Западной Туркмении содержание золота в нефтях трёх месторождений составляет: (мг/т): Небит-Дагское — 0,5, Гограньдагское — 1,2, Окаремское — 15,2. Увеличение происходит с севера на юг. Фоновая концентрация металла в нефтях этого региона составляет 0,5 мг/т [110].

Нефти месторождений Апшеронского полуострова и прилегающей акватории Азербайджана содержат никель в аномально высоких значениях (от 10 до 96 г/т нефти), причём концентрация металла закономерно увеличивается к центральной части полуострова [2, 35].

В Польше нефти двух месторождений — Мозов и Бабимост содержат золото в количествах 0, 49 и 0,32 г/т соответственно при фоновом содержании этого металла в других месторождениях 0,005 г/т [195].

В золе юрских углей Хумаринского месторождения (Сев. Кавказ) содержание серебра составляет 773 г/т, или 194 г/т угля при зольности — 25% [162].

В пределах лесистого хребта Большого Кавказа, в балке р. Кабагалдон (приток р. Ардон, Северная Осетия) в сарматских линзовидных пластах угля мощностью до 0,15 м по результатам спектрального анализа были обнаружены повышенные содержания: никеля — 630, меди — 120, кобальта — 200, цинка — 630, серебра — более 5, золота — 50 г/т (Давыдов К. В, 1998).

Эти и многочисленные подобные факты заслуживают серьёзного внимания, и должны иметь продолжение в прогнозно-поисковых работах на соответствующие полезные ископаемые. И с этой целью разломы, по которым поступают металлосодержащие УВ (нефть, ископаемые угли и др.) и узлы их пересечений, где могут образовываться рудные столбы, должны стать объектами повышенного внимания. Введение в практику поисково-разведочных работ обязательного исследования всех залежей нефти, ископаемых углей и других УВ на предмет содержания в них различных металлов и элементов может значительно упростить и ускорить решение проблем поисков новых полей и месторождений рудных полезных ископаемых.

ГЛАВА 8. ЭНДОГЕННЫЕ ФАКТОРЫ ФОРМИРОВАНИЯ ХЕМОГЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД И КОЛЛЕКТОРОВ

8. 1. Предварительные замечания

Хемогенные известняки и доломиты наряду с терригенными породами служат основным коллектором для залежей УВ. Морской генезис хемогенных карбонатных пород, равно как и некоторых обломочных, сомнений не вызывает. Вместе с тем хемогенные известняки и доломиты принципиально отличаются от обломочных пород морского генезиса в части источника материала (вещества) для их формирования. Известно, что материал для образования морских терригенных пород в бассейн седиментации поступает с суши в основном с водными потоками. Механизм привноса материала отражается на особенностях строения, состава, форм и других характеристик формирующихся отложений. Эти особенности наиболее полно были описаны в работах [123, 152] и выражаются в частой и резкой смене гранулометрического и вещественного состава, текстурных особенностей, размеров и форм осадков в зависимости от расстояния до источника обломочного материала, интенсивности привноса, глубины и гидродинамики бассейна седиментации.

Источником материала для хемогенных карбонатных пород, как и для галогенных, считается морская вода [61], что формально правильно. Но тот факт, что после выпадения из морской воды огромных масс карбонатных и галогенных осадков её состав существенно не меняется, по крайней мере, за всю историю фанерозоя [118], говорит о существовании внешнего относительно морской воды источника вещества для образования карбонатных и галогенных пород. Для морской воды внешней средой, откуда может поступать материал, является суша и мантия. Анализ особенностей состава, строения и залегания кар-

бонатных и галогенных пород даёт возможность определить местонахождение источника материала с той степенью обоснованности, как и для терригенных пород.

8.2. Карбонатные толщи

Изучая строение карбонатных толщ, обращают на себя внимание следующие особенности. Максимальные мощности и наиболее чистые разности пород всегда приурочены к глубинным разломам. По мере удаления от разлома и приближения к палеосуше (к источнику обломочного материала) в разрезе появляется примесь терригенного материала, количество и размер частиц которого возрастают в направлении к палеосуше вплоть до полного перехода в терригенные отложения. Известны факты увеличения концентрации различных металлов по мере приближения к глубинному разлому.

Например, в Припятском прогибе верхнедевонская (задонско-елецкая) терригенно-карбонатная межсолевая толща распространена по всей его территории. Развитие субширотных краевых глубинных разломов прогиба сыграло главную роль в формировании литологического облика межсолевой толщи. В зоне северного краевого глубинного разлома толща представлена чистыми известняками и доломитами (часто вторичными) мощностью до 1000 м, карбонатность пород составляет 97-99%. По мере удаления от северного краевого разлома и приближения к Украинскому кристаллическому щиту на юге, активному поставщику терригенного материала в задонско-елецкий бассейн, карбонатная толща обогащается терригенным материалом, в разрезе появляются глинистые известняки, мергели, аргиллиты. В зоне южного краевого разлома породы представлены глинисто-песчаными разностями с незначительным содержанием карбонатного материала [41]. В северной карбонатной фации отмечено увеличение содержания никеля, кобальта, хрома и ванадия по мере приближения к северному краевому разлому (Антипова Т.М., Кусова З. А., 1973)

Аналогичные особенности характерны для многих карбонатных толщ. Мощность позднедевонско-турнейских карбонатных отложений в зоне Камско-Кинельской системы впадин (ККСВ) составляет более 600 м и на север в сторону палеосуши сокращается до 300 м, увеличивается глинистость разреза, появляются прослои глинистых карбонатов и аргиллитов. На границе мелководного шельфа и ККСВ выделяется краевая барьерно-рифовая зона, ограниченная двумя системами разломов в фундаменте, которые образуют два древних тектонических уступа [42].

Нижнефранские отложения в пределах Соль-Илецкого поднятия представлены карбонатными породами мощностью 350 м. На север в сторону береговой линии девонского моря происходит сокращение мощности и постепенное замещение их терригенными отложениями [146].

Эти и многие аналогичные факты говорят о том, что суша не является источником материала для образования карбонатных пород. В то же время локальное распространение карбонатных пород (толщи, формирующиеся на определенных участках морского бассейна, одиночные и барьерные рифы, купола) среди других синхронных им морских отложений говорит о наличии локального источника материала для формирования карбонатных пород.

8.3. Рифы

Общеизвестными особенностями рифов являются: — их приуроченность к глубинным разломам или к узлам их пересечения; — значительное (часто в несколько раз) превышение мощности рифов над мощностями окружающих и синхронных им терригенных отложений; — наличие обломков раковин и скелетов морских организмов при полном или почти полном отсутствии их в окружающих и синхронных им терригенных отложениях.

Особо следует рассмотреть строение одной из разновидностей карбонатных сооружений — карбонатных куполов. Они

изучены в составе каменноугольных отложений уолтсортской фации (Англия) и в горах Сакраменто (Северная Америка) [163]. Уолтсортские купола окаймлены тонкозернистыми терригенными отложениями. Имеют форму правильных конусов, без признаков постседиментационных деформаций, состоят главным образом из тонкозернистого пелитоморфного известняка с небольшим содержанием каркасообразующих организмов. Они являются преимущественно микритовыми, с подчинённым количеством рассеянного биокластического материала, палеогеографически занимают положение ниже краёв шельфов, в поясах, отделяющих шельф от впадины. Эти купола не являются эрозионными останцами; имеют аккреционное происхождение и характеризуются правильной сглаженной формой, крутыми (до 50°) первичными уклонами поверхности осадконакопления, (что значительно больше, чем угол естественного откоса известкового ила) с редкими биокластическими прослоями, параллельными внешней выпуклой поверхности и полным отсутствием шлейфа обломочного материала или брекчий вокруг большинства куполов. На то, что купола не являются осадками, сгруженными течениями, указывает смешение известкового ила и биокластического материала песчаной размерности, свидетельствующее об отсутствии сортировки во время формирования куполов. Сглаженная, округлая и почти правильная коническая форма многих куполов также подтверждает то, что осадконакопление происходило в весьма спокойных водах.

Аналогичные купола нижнекаменноугольного возраста имеются в горах Сакраменто (Северная Америка). Породы, залегающие между куполами, представлены глинистыми, кремнистыми горизонтальнослоистыми известняками [163].

Сходные черты строения имеют рифы в прибортовой зоне Умётско-Линёвской депрессии. В них стратиграфические границы также параллельны наружной выпуклой поверхности рифа [6].

Перечисленные особенности строения, состава и форм различных карбонатных сооружений однозначно свидетельствуют о том, что материал для формирования карбонатных толщ и со-

оружений других типов поступает в бассейн седиментации по глубинным разломам в эпохи тектонической активизации региона. Тип будущих карбонатных сооружений (пласты, рифы и т. д.) зависит от интенсивности поступления материала, форм рельефа дна и гидродинамики бассейна седиментации. Одиночные куполообразные сооружения формируются при локальном поступлении насыщенных гидротермальных растворов, как правило, по узлам пересечения разломов. Предельное насыщение морской воды карбонатом кальция достигается только в местах поступления гидротермальных растворов, где садка карбонатов происходит многократно интенсивнее, чем терригенного материала вокруг, где морская вода остаётся в пределах нормальной солёности. Осаждающийся карбонатный материал начинает принимать куполообразные формы, при котором слоистость параллельна наружной поверхности купола. В таких зонах начинают развиваться скелетобразующие (кальцийпотребляющие) организмы. Поэтому в карбонатных куполах, в отличие от окружающих и синхронных им терригенных отложений, в том или ином количестве встречаются остатки скелетов и раковин различных организмов. Локальное обитание последних в морском бассейне является следствием формирования карбонатного сооружения за счёт гидротермальной деятельности, а не причиной его.

Формирование барьерных рифов на границе шельфа с глубоководной частью бассейна происходит в результате интенсивной гидротермальной деятельности по разломам, отделяющим шельф от остальной части бассейна. В местах поступления гидротермальных растворов образуются куполообразные карбонатные сооружения, затрудняющие водообмен между шельфом и остальной частью морского бассейна. Поскольку в зоне шельфа объём морской воды несравнимо меньше, чем в остальной части бассейна, то часто (или почти всегда) в пределах шельфа вода насыщается карбонатом кальция, и он начинает выпадать в осадок с образованием пластов (толщ) карбонатных пород. По мере приближения к суше карбонатный осадок обогащается терригенным материалом вплоть до полного заме-

щения. По другую сторону барьерных рифов (в глубоководной части бассейна) образование карбонатных толщ не происходит из-за недостатка карбоната кальция для предельного насыщения огромных масс морской воды. В этой (глубоководной) части образуются одиночные купола (рифы) вдоль глубинных разломов, если по ним поступают насыщенные растворы или же терригенные отложения с примесью карбонатного материала. По этой причине многие глубоководные купола не то что не имеют следов волнобоя, а наоборот, указывают на весьма спокойную гидродинамику в момент формирования их [163].

Механизм образования карбонатных и соленосных толщ идентичен с той лишь разницей, что карбонатные породы в отличие от соленосных не образуют вторичных (постседиментационных) куполов. А генетическим аналогом карбонатных куполообразных сооружений (рифов) в соленосных толщах являются первичные (конседиментационные) соляные купола [93].

8.4. Формирование пустотного пространства в карбонатных породах

Из всех горных пород, в которых известны залежи нефти и газа, а это — хемогенные, терригенные, вулканогенные, вулканогенно-осадочные, кристаллический фундамент, первичной кондиционной пористостью и проницаемостью обладает только небольшая группа песчано-алевритовых пород в основном прибрежно-морского генезиса. Во всех остальных породах появление коллектора обязано вторичным процессам — эндогенным и экзогенным, причём роль эндогенных факторов превалирует над последними. Рассмотрим конкретные примеры.

Распространение коллекторов в толщах карбонатных пород имеет некоторые отличительные особенности. В одних случаях коллекторы приурочены к конкретным стратиграфическим уровням, сохраняя этот уровень в каждом блоке в случае разломно-блокового строения региона, распространены на значительных территориях и имеют относительно небольшую

мощность (как правило, до 20 м). В других случаях коллекторы имеют локальное распространение на небольшой площади, охватывают значительный стратиграфический объём пород, их мощность доходит до нескольких сотен метров, площадь распространения, как правило, ограничена отдельными блоками или же резко меняются параметры коллектора при переходе из одного блока в другой. Рассмотрим эти случаи на конкретных примерах и выясним причины, приведшие к таким различиям строения коллекторов в карбонатных толщах.

В Припятском прогибе распространение коллекторов в межсолевой задонско-елецкой карбонатной толще характеризуется следующими особенностями. Коллекторы, имеющие площадное распространение на значительной части территории, развиты только на двух строго определённых стратиграфических уровнях, приуроченных к поверхностям региональных внутриформационных перерывов с частичным размывом уже литифицированных пород. Мощность коллектора за редким исключением не превышает 20 м. Иные особенности распространения имеют коллекторы в зонах региональных глубинных разломов. Здесь они развиты по всему или почти по всему разрезу карбонатной толщи, мощность коллектора доходит до 200 м и более, составляя 80-90% от общей мощности карбонатной толщи. Причём они сформировались только в зонах тех разломов, которые интенсивно продолжали формироваться и после накопления карбонатной толщи. По мере удаления от разломов мощность коллектора быстро сокращается и на некотором расстоянии (3-5 км) в разрезе толщи остаются только коллекторы, приуроченные к поверхностям перерывов [89]. Изучение структуры порового пространства, состава и последовательности вторичного минералообразования в порах, кавернах и трещинах коллектора показало, что коллекторы в зонах региональных разломов образовались под действием гидротермальных процессов [44, 103].

Пример наложения эндогенных и экзогенных процессов при формировании вторичной пустотности в карбонатных отложениях также изучен в пределах Юрубчено-Тохомской зоны

нефтегазонакопления, расположенной в центральной части Байкитской антеклизы (запад Сибирской платформы). Здесь нефтегазонасыщенные коллекторы приурочены к линейно-очаговым зонам аномальной трещиноватости. Эти зоны не ограничиваются поверхностью несогласия, разделяющей рифейские и вендские образования, а составляют единый венд-рифейский резервуар. Продуктивная часть таких резервуаров представлена трещинно-кавернозными доломитами. На участках развития каверн и стилолитовых швов карбонатные толщи приобретают зелёную пятнистость, а в кавернах появляется минеральный агрегат зелёного цвета (гидрослюда и хлорит). Пятнисто-окрашенные разности пород сложены перекристаллизованным доломитом (72%), а также гидрослюдой (18%), хлоритом (8%) и кварцем (2%). Трещинно-кавернозные доломиты по сравнению со «свежими» обогащены различными микроэлементами (Nb, As, Th, U, Cr, Ba, Zn, Br, Pb, Y, V, Sr, Co, Ni, Rb, Zr) от 2 до 90 раз. Это свидетельствует о том, что микроэлементы в карбонатные толщи привносились гидротермальными растворами. Они циркулировали не только по разломам и участкам оперяющей трещиноватости, но и по поверхности регионального несогласия между рифейскими и вендскими образованиями, вовлекая их в активное перерождение. Процессы вторичного кавернообразования (выщелачивания) в породах венда прослеживаются в интервале первых десятков метров вверх по разрезу от контакта с отложениями рифея. В результате этого образовался единый венд-рифейский карбонатный резервуар Юрубчено-Тохомской зоны [79].

В работе [157] на примере карбонатной пачки «А» Северо-Ракушечного нефтяного месторождения (Мангышлак) показана генетическая связь вторичных коллекторов и залежей УВ доюрского комплекса с интенсивностью проявления новейших разломов. Особенности строения коллекторов свидетельствуют о наложенном относительно структуры и фациальной зональности характере процессов, определяющих его формирование. Метасоматическую природу формирования резервуара залежи «А» подтверждают следующие особенности строения. Резкие

переходы известняков в доломиты по простиранию и напластованию пород в пределах продуктивной площади; локальное развитие метасоматических доломитов; наложенный характер и отсутствие связи морфологии эпигенетического резервуара со структурой и изменением мощности пачки «А»; наличие реликтов незамещённых известняков среди доломитов. Наблюдается тесная связь доломитов с гидрохимическими и гидродинамическими аномалиями пластовых вод, аномалиями фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЭС) резервуара и, наконец, с нефтегазоносностью. Весь комплекс этих аномалий приурочен к локальной зоне разломов новейшего времени, контролирующей восходящий поток магнийсодержащих вод и УВ.

8.5. Коллекторы в песчаниках и эффузивных породах

Выше было отмечено, что определённая группа песчаников прибрежно-морского генезиса обладают первичными высокими ФЭС. Такие песчаники часто содержат крупные высокопродуктивные залежи УВ, например Сугмутское и другие месторождения нефти в Западной Сибири. Но наравне с этим в песчаниках под влиянием гидротермальных процессов часто развивается вторичная ёмкость даже при почти полном отсутствии первичной. Например, в Днепровско-Донецкой впадине (ДДВ) на глубинах 4-6 км в нижнекаменноугольных отложениях имеются залежи нефти, газа, конденсата, где в песчаниках основная ёмкость представлена вторичными порами и кавернами, образованными в результате растворения цемента и коррозии обломочных зерен. Здесь же в солянокупольных структурах зафиксированы проявления полиметаллов, меди, ртути, золота, редкоземельных элементов, флюорита, магнетита и др. Все эти структуры расположены в зонах глубинных разломов и местах их пересечений. [1].

В нижнеолигоценых песчаниках и алевролитах месторождения Белый Тигр (Вьетнам) основной объём пустотного про-

странства приходится на вторичные пустоты, образованные в результате гидротермальных процессов [130].

Факт образования коллектора в песчаниках и алевролитах за счёт гидротермальных процессов также зафиксирован в пределах Нюрольской впадины (Западная Сибирь). Эти процессы затронули разрез на 300 м вверх от платформенного фундамента [78].

Значительная роль эндогенных факторов в формировании коллекторов в вулканогенно-осадочных породах установлена на нефтяном месторождении Мурадханлы в Азербайджане [72]. Совместное влияние эндогенных и экзогенных факторов привело к формированию трещинно-кавернозно-порового коллектора в весьма сложном по форме объёме пород. Поэтому контур нефтеносности сечёт изогипсы кровли вулканогенно-осадочных пород. Нижняя граница залежи нефти также находится на различных гипсометрических отметках и контролируется глубиной распространения коллектора.

8.6. Коллекторы в породах кристаллического фундамента

Месторождения нефти в породах кристаллического фундамента известны во Вьетнаме (месторождение Белый Тигр), на северном борту ДДВ (Хухринское, Юльевское, и др., всего 7 месторождений), в Тимано-Печёрской провинции (Водный-Ярега) и во многих других регионах [80, 175].

В кристаллических породах фундамента, как и в карбонатных отложениях, коллекторы образуются под влиянием двух групп факторов — экзогенных и эндогенных. Нефтенасыщенные коллекторы, сформированные под действием экзогенных факторов, детально изучены на северном борту ДДВ, где имеют следующее строение (сверху вниз). Зона глинизации коры выветривания (каолинитовая) — является конечной стадией разрушения пород фундамента. Мощность — до 14 м. Зона выщелачивания коры выветривания мощностью до 26 м. Зона де-

зинтеграции коры выветривания мощностью до 46 м. Общая мощность коры выветривания доходит до 87 м. Ниже идут не изменённые процессами выветривания породы фундамента [175].

Совершенно иные особенности строения и пространственного положения в теле кристаллического фундамента имеют коллекторы, обязанные своим происхождением эндогенным факторам. Например, на месторождении Белый Тигр кора выветривания гранитоидов распространена по площади спорадически и имеет мощность 10–20 м, редко — до 40 м. В то же время основные нефтенасыщенные интервалы расположены в разрезе гранитного массива на глубине от первых десятков метров до 1500–2000 м от поверхности фундамента. Коллекторами служат гидротермальные метасоматиты с открытой пористостью (трещины, каверны) до 15–20% [130, 189, 190].

Пластообразные зоны развития высокоёмких нефтенасыщенных коллекторов встречены в гранитном массиве месторождения Оймаша на Мангышлаке. Над коллекторами залегают плотные неизменённые граниты мощностью до 100 и более метров. Пустотность, образованная в остывающем гранитном массиве за счёт термоусадки, значительно была изменена в сторону увеличения постмагматической гидротермальной деятельностью [128]. Перечисленные и многие другие аналогичные факты говорят о ведущей роли эндогенных факторов в формировании ёмкостного пространства для залежей нефти и газа в различных горных породах.

ГЛАВА 9. ГЕНЕЗИС СОЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ И КУПОЛОВ

9.1. Соленосные толщи

Значительная распространённость соленосных толщ в осадочном чехле земной коры и наблюдаемая связь их с месторождениями нефти обуславливают повышенный интерес многих исследователей к условиям их образования [18, 58, 85, 92, 93, 144]. Большинство исследователей считает, что соленосные толщи образуются в условиях эвапоритовой седиментации, когда в результате испарения морской воды из неё последовательно выпадают в осадок растворённые в ней вещества по мере достижения ими предельной концентрации. Признавая наличие такого явления в природе, заметим, что оно имеет весьма ограниченное в пространстве и времени распространение. Им не может быть объяснено образование мощных соленосных толщ в пределах известных солеродных бассейнов мира (Прикаспийская впадина, Восточная Сибирь, Припятско-Днепровско-Донецкий авлокоген, Галф-Кост и др.), а также формирование соляных пластов (линз) среди морских песчано-глинистых отложений и конседиментационных (первичных) соляных куполов, которые появляются не в результате галокинеза, а формируются изначально ещё на стадии седиментации [93]. Рассмотрим эти вопросы подробнее.

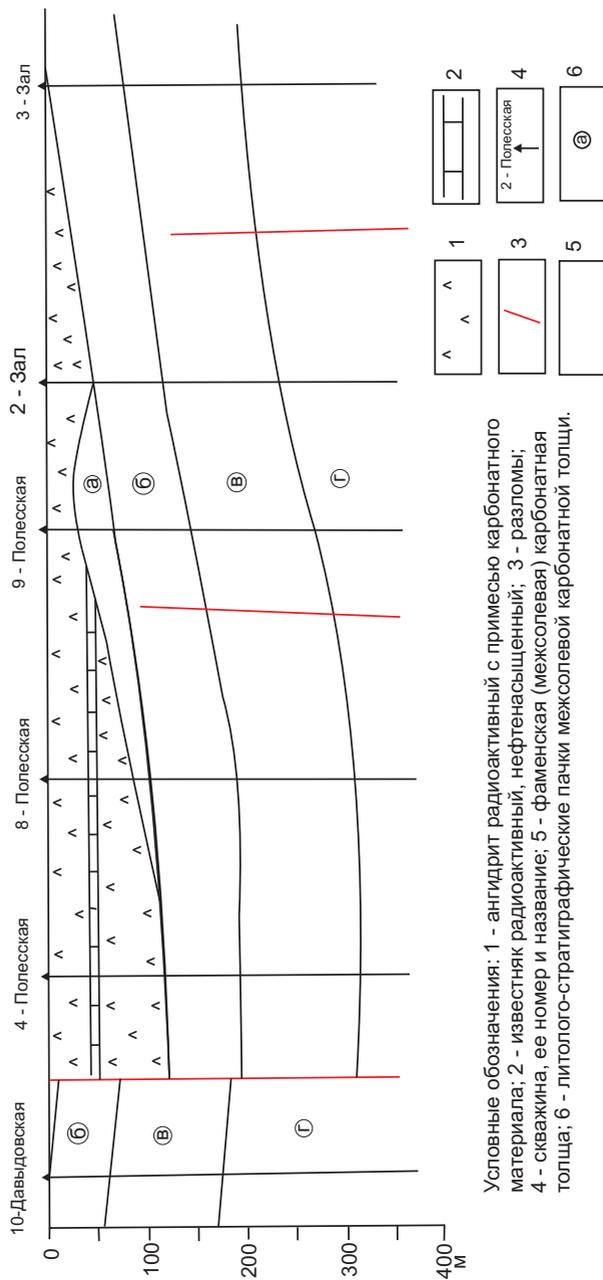
Известно, что выпадение вещества из раствора в осадок происходит при достижении предельной концентрации его в данных термобарических условиях. Насыщение раствора может быть достигнуто двумя путями. Один путь — когда происходит удаление растворителя из раствора (процесс испарения) и в результате этого концентрация всех веществ в растворе увеличивается пропорционально уменьшению объёма растворителя. Второй путь — когда в раствор, при постоянном объёме растворителя, привносятся извне какие-либо вещества

(или вещество) и таким образом их концентрация доходит до предельного значения при начальной (фоновой) концентрации всех других. Каждый из этих путей имеет свои отличительные признаки, которые фиксируются в осадках. Если концентрация вещества в растворе доходит до предельного значения за счёт испарения воды, то этот процесс неизбежно сопровождается следующими явлениями: увеличением концентрации всех веществ в растворе пропорционально уменьшению объёма растворителя; строго определённой последовательностью выпадения в осадок солей по мере сгущения морской воды (известняк — доломит — гипс — галит — карналлит); строго определённым соотношением количества (мощностей слоёв) выпадающих в осадок веществ в соответствии с их количеством в исходном растворе бассейна седиментации; обогащением выпадающих в осадок веществ пограничными (соседними) в седиментационном ряду веществами, а также, что весьма важно, радиоактивными элементами, всегда присутствующими в морской воде (радий, уран и др.): уменьшением площади бассейна седиментации по мере испарения воды, что должно проявиться в последовательном уменьшении площади распространения осадков при восхождении от известняка к карналлиту. Только при наличии всех этих фактов можно говорить о том, что причиной формирования осадков являлось интенсивное испарение воды.

Если же выпадение вещества в осадок происходит в результате поступления этого вещества в бассейн седиментации извне, то вышеуказанный набор обязательных признаков места не имеет.

Эти теоретические положения находят своё подтверждение на примерах многих современных и древних соленосных бассейнов. Например, в водах залива Кара-Богаз-Гол концентрация урана составляет $4,4 \times 10^{-5}$ г/л, а в водах Каспия — на порядок меньше. Для залива характерны также сопоставимые с ураном концентрации радия и тория, включая его изотоп ионий. Причем концентрация радиоактивных элементов прямо пропорциональна общей минерализации воды [117].

Рис. 18. Полесское месторождение нефти.
Схематический палеогеологический профиль к началу накопления фаменской соленосной толщи.



В Припятском прогибе — мощном девонском солеродном бассейне содержание радиоактивных элементов в карбонатных и сульфатных породах также служит индикатором условий их образования. Известняки, доломиты, ангидриты и каменная соль имеют весьма широкое распространение в прогибе, степень изученности которого позволяет восстанавливать условия формирования отдельных пластов на различных участках. В головной части Речицко-Вишанской тектонической ступени на контакте фаменских (межсолевых) карбонатных отложений и верхней соленосной толщи местами появляется ангидритовая толща мощностью до 120 м с 2^х–3^х-метровым прослоем известняка в средней части (Рис.18). Ширина этой толщи 3–4 км, протяжённость около 50 км. Эта ангидритовая толща — назовём её линзой — имеет ряд существенных отличий от других ангидритовых пластов, широко распространённых в пределах всего прогиба. Эти отличия заключаются в следующем. Ангидритовая линза является стратиграфическим аналогом верхней части межсолевого карбонатного комплекса. Она сформировалась в условиях локальной изоляции участка её седиментации от остальной части Припятского палеобассейна. Изоляция произошла в результате дифференциации рельефа дна бассейна под действием конседиментационных тектонических разломов, с одной стороны, и вследствие различного темпа накопления карбонатных и сульфатных осадков, с другой стороны [17, 91]. Франские ангидритовые пласты распространены по всей площади прогиба и занимают в разрезе самостоятельный стратиграфический уровень. Следующее отличие фаменской ангидритовой линзы — это повышенное на порядок содержание радиоактивных элементов (урана и тория) во всём разрезе, включая прослой известняка в её средней части с карбонатностью 97-99,4%. Из-за высокого содержания урана и тория на диаграммах гамма-каротажа он фиксируется как глинистый пласт. Из этого карбонатного пласта получены фонтанные притоки нефти на Полесской площади. Все другие карбонатные и ангидритовые пласты содержат радиоактивные элементы в фоновых значениях.

Установлено также, что в процессе накопления соленосных толщ площадь Припятского бассейна увеличивалась [18], что

не может иметь места при осаждении солей за счёт испарения воды в изолированном бассейне. В последнем случае площадь распространения осадков должна уменьшаться.

Не выдерживаются и необходимые для случая седиментации в результате испарения воды литологическая последовательность и соотношение мощностей различных пород.

Автор настоящей работы наблюдал керн из галитовой подтолщи верхней соленосной толщи в южной части Припятского прогиба вблизи Украинского кристаллического щита — основного поставщика терригенного материала в Припятский палеобассейн. Керн был представлен прозрачным галитом с равномерным и значительным содержанием по всему объёму неотсортированного терригенного материала без примеси других «промежуточных» пород. Этот факт совместного нахождения (осаждения) двух крайних в седиментационном ряду пород также исключает возможность осаждения соли за счёт испарения воды в бассейне седиментации.

Пласт (линза) каменной соли размерами 10 x 40 км и мощностью до 20 м встречен в северной части Припятского прогиба в морских терригенных отложениях среднего девона. Между каменной солью и терригенными отложениями нет никаких других «переходных» пород (известняк, доломит, ангидрит), которые неизбежно должны быть в случае образования соли за счёт испарительного процесса. Кроме того, не могла же вода испаряться в пределах небольшого локального участка морского бассейна до состояния садки галита, оставаясь во всей остальной массе пресной, где идёт осаждение терригенного материала.

Факт наличия в пределах всей площади Припятского прогиба (35 тыс. кв. км) пластов чистых каменных солей мощностью до 200 и более метров также свидетельствует о том, что эти пласты могли образоваться только за счёт интенсивного поступления натрия и хлора в бассейн седиментации, а не за счёт испарения воды. Для того, чтобы накопился пласт каменной соли мощностью 200 м, надо выпарить слой морской воды нормальной солёности (3,5%) толщиной 1600 м, и при этом по окончании про-

цесса в рельефе должна образоваться впадина глубиной около 1400 м. Невозможность такого процесса более, чем очевидна.

Если ещё учесть то, что соленосные толщи Припятского и Днепровско-Донецкого прогибов формировались в эпохи максимальной тектонической активности и им соответствуют синхронные явления вулканической деятельности в регионах [67, 77], то станет очевидным, что мощные пласты каменной соли, распространённые в пределах огромных площадей этих прогибов, образовались за счёт насыщения вод седиментационных бассейнов натрием и хлором в результате поступления последних в бассейн по глубинным разломам, активно формировавшимся во время садки солей. Ещё одним доказательством того, что это явление действительно имело место, является тот факт, что вблизи некоторых глубинных разломов Припятского прогиба зафиксировано заполнение порового пространства межсолевых карбонатных пород галитом. Судя по всему, этот процесс происходил во время формирования верхней соленосной толщи, когда по глубинным разломам поступали высоконасыщенные растворы. Степень заполнения пустотного пространства пород солью убывает по мере удаления от разломов [160].

Аналогичные факты, указывающие на условия формирования соленосных толщ, известны и по многим другим древним и современным бассейнам. Например, в бассейне Мёртвого моря пласты каменной соли залегают непосредственно среди песчано-глинистых пород [37]. В рифтовой зоне Красного моря воды отличаются аномально высокой температурой и солёностью. Температура вод достигает 66 °С, а солёность на порядок выше, чем среднее значение для океана. Газовый состав этих вод отличается аномально высоким содержанием метана, этана, азота, гелия, водорода [27].

Перечисленные и многие другие подобные факты по многим солеродным бассейнам говорят о том, что формирование соленосных толщ в древних и современных седиментационных бассейнах происходило и происходит в двух резко отличающихся друг от друга обстановках — **а)** в обстановке испарения морской воды в изолированном бассейне с последовательным выпадением в осадок всех растворенных веществ и **б)** в условиях,

когда выпадение в осадок того или иного вещества происходит вследствие интенсивного поступления его в бассейн по глубинным разломам при фоновой или почти фоновой концентрации всех других веществ, обычно содержащихся в морской воде. По масштабам проявления эти две обстановки соленакопления несопоставимы. Соленакопление в результате испарения воды имеет весьма ограниченное в пространстве распространение и мощности образующихся пластов незначительны. Мощные толщи солей, широко распространённые в осадочном чехле, могли образоваться только в результате поступления исходного вещества в бассейн седиментации по глубинным разломам.

9.2. Соляные купола

Во всех работах, посвящённых формированию соляных куполов в осадочном чехле, механизм их образования связывается исключительно с перемещением солей из мест нормального первично-пластового залегания и концентрацией их в определённых местах. Страгивание с места и перемещение пластических масс происходит под действием массы вышележащих пород в условиях дифференциации тектонической напряжённости. Из участков большей напряжённости соляные массы устремляются к области пониженных давлений. Считается, что процесс куполообразования часто сопровождается внедрением соляных масс в уже литифицированные вышележащие отложения. Согласно этим представлениям все соляные купола являются постседиментационными (вторичными) и формируются в процессе галокинеза и сопряжённого с ним гипотетического диапиризма.

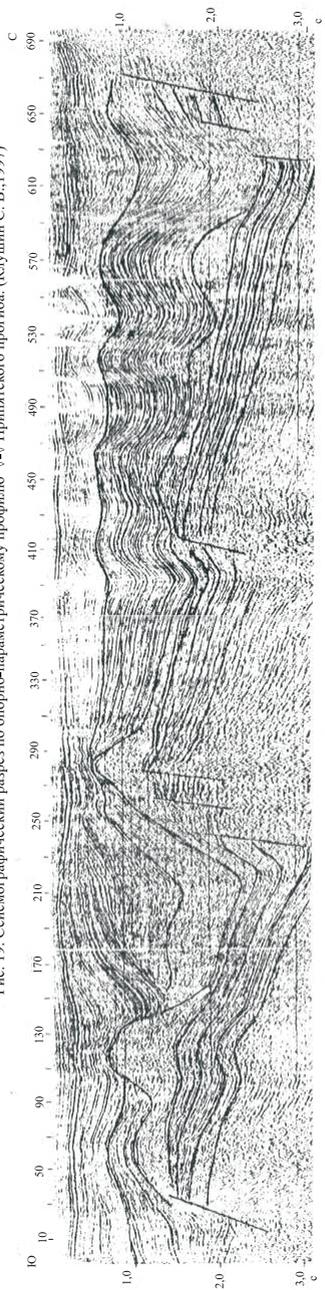
Анализ накопленной геолого-геофизической информации по солянокупольным областям приводит к выводу, что, наряду с постседиментационными соляными куполами (ПСК) здесь широко распространены конседиментационные (первичные) купола. Под конседиментационными соляными куполами (КСК) подразумеваются структурные сооружения солей, которые из-

начально ещё в процессе автономного синхронного осадко-накопления соляных масс и вмещающих терригенных пород формируются в виде куполов (столбов, штоков и т. д.), а не приобретают эти формы в результате последующего галокинеза. Предположение о внедрении соляных масс в литифицированные вышележащие отложения в процессе вторичного куполообразования также не находит подтверждения.

Во время формирования КСК впритык с ними в бассейне седиментации накапливаются осадки другого фациального состава, чаще всего, терригенные. Конседиментационные купола, равно как все соляные массы в осадочном чехле, образуются в результате гидротермальной деятельности из высоконасыщенных рассолов, поступающих в бассейн седиментации по глубинным разломам и узлам их пересечений. Этим и объясняется наблюдаемая синхронность накопления солей и максимумов тектонической активности в истории формирования осадочных бассейнов и приуроченность соляных куполов, особенно конседиментационных, к глубинным разломам.

Наличие КСК подтверждается фактическим материалом по целому ряду хорошо изученных нефтегазоносных районов. В Припятском прогибе, например, широко распространены две верхнедевонские (франская и фаменская) соленосные толщи, разделённые межсолевыми задонско-елецкими карбонатными отложениями на севере и терригенными на юге. Высокая степень геолого-геофизической изученности прогиба позволила выявить особенности строения и время формирования куполов. На опорно-параметрическом сейсмическом профиле V-V (Рис. 19) в интервале пикетов 410–690 (северная часть прогиба) хорошо видны постседиментационные соляные купола в фаменской соленосной толще. Мощные (более 1500 м) осадочные отложения, перекрывающие галитовую толщу, смяты в конформные складки, повторяющие общую конфигурацию соляных куполов, возникшую в процессе галокинеза. В центральной части прогиба в интервале пикетов 30–150 закартированы два купола — постседиментационный (пикеты 30–90) и конседиментационный (пикеты 90–150). Несмотря на то, что первый имеет меньшую высо-

Рис. 19. Сейсмографический разрез по опорно-параметрическому профилю \(\Delta/\) Приятского прогиба. (Клушин С. В., 1997)



ту, перекрывающие его осадочные отложения вблизи контакта и в надкупольной части соляного штока обнаруживают чётко выраженную складчатость. Причём складчатость прослеживается вверх по разрезу намного выше, чем высота соседнего КСК. Над последним перекрывающие осадочные отложения залегают спокойно, несмотря на наличие под ними более высокого и масштабного соляного купола (пикеты 90–150). Вмещающие породы, слагающие с перекрывающими отложениями единую непрерывную осадочную толщу, в интервалах соприкосновения с поверхностью соляного столба не обнаруживают каких-либо следов деформации, непременно проявляющихся в виде складок вблизи постседиментационных (вторичных) куполов. Описанные особенности соотношения соляных куполов и вмещающих отложений установлены не только по материалам сейсморазведки, но и по данным глубокого и структурного бурения. На рис. 20 видно, что постседиментационный соляной купол высотой более 2 км не прорывает вышележащие отложения, а приподнимает их. В результате смены тектонического режима и перерыва в осадконакоплении перед накоплением надсолевой толщи, последняя уже не реагирует на проявление галокинеза. Если бы размыв, сопутствовавший перерыву в осадконакоплении, затронул нижележащие отложения на большую глубину, то в районе скв. 16 на контакт с надсолевой толщей вышла бы галитовая подтолща верхней соленосной толщи. На остальной территории между этими комплексами пород присутствовала бы значительная часть глинисто-галитовой подтолщи, что без детальной корреляции разреза создавало бы видимость прорыва солью вышележащих отложений (Рис. 20–1).

Наглядным примером существования разных генетических типов соляных куполов также служит ДДВ, где широко проявились процессы девонского галокинеза. Здесь выявлены соляные купола (Рис.21), вблизи которых вмещающие и перекрывающие осадочные породы по мере приближения к колонне соли постепенно погружаются, спокойно её обтекают, не испытывая какого-либо структурообразующего влияния развитой в районе соляной тектоники [56].

Рис. 20. Геологический разрез Сосновского и Южно-Сосновского месторождений нефти. (Припятский прогиб)

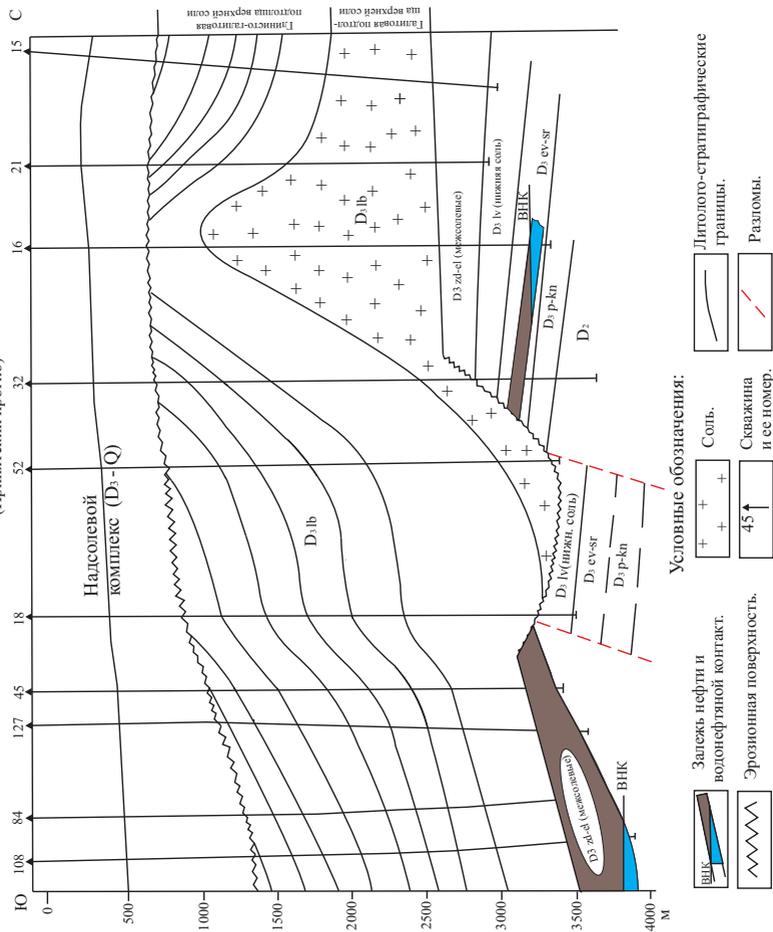


Рис. 20. Геологический разрез Сосновского и Южно-Сосновского месторождений нефти. (Припятский прогиб)

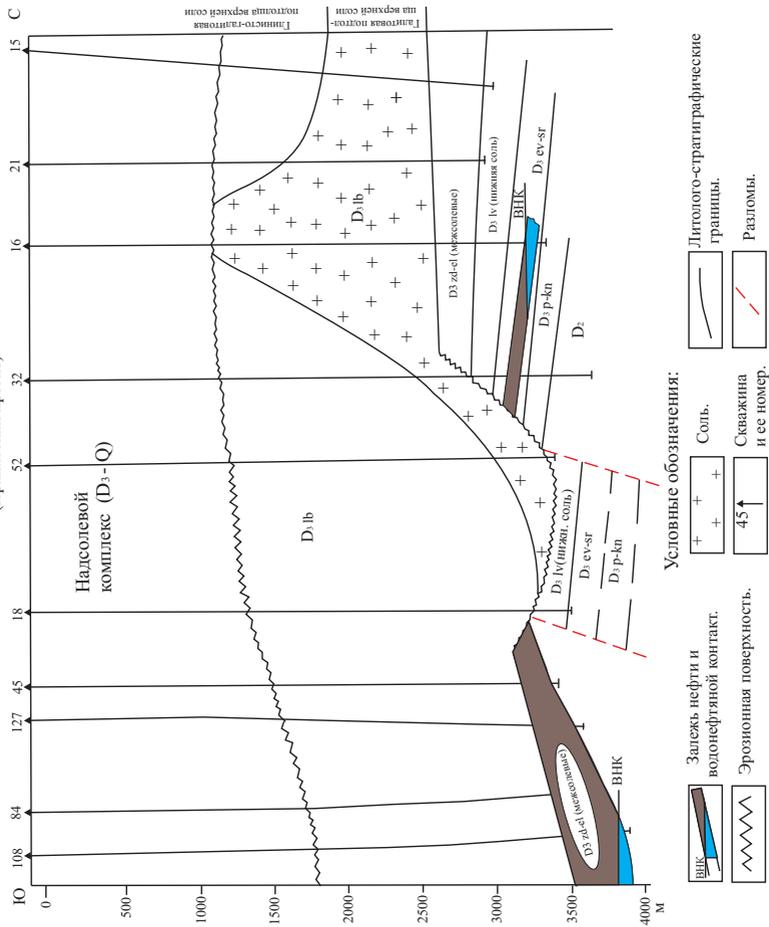
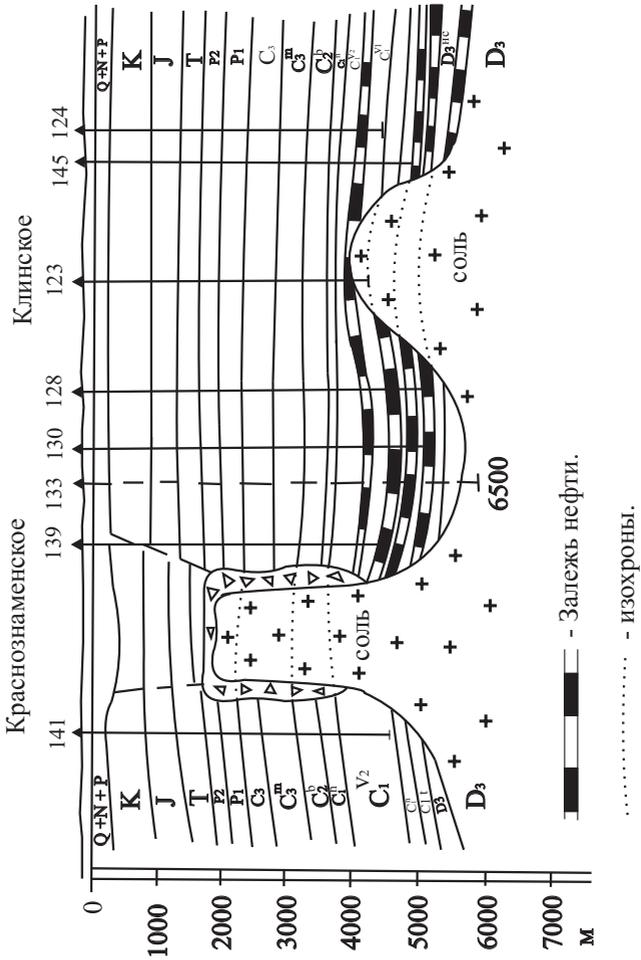


Рис. 21. Клинско-Краснознаменское месторождение. Геологический разрез.
(по Шахновскому И. М и др., 1986 с добавлением изохрон в куполах)



В пределах Прикаспийской впадины также установлено наличие двух разных групп соляных куполов. Купола одной из них круто пересекают слои прилегающих осадочных пород, не деформируют их, а в кровле ими спокойно перекрываются [15]. Описанные отличительные особенности соляных куполов свидетельствует о принадлежности их к выделенным двум генетическим типам — постседиментационным и конседиментационным.

КСК высотой в несколько километров зафиксированы сейсмическими исследованиями и в пределах Нордкапского прогиба Западно-Арктической платформы (Рис. 22). В присводовой части одного из них в относительно недавнее геологическое время проявились признаки наложенного галокинеза, обусловившего воздымание только самых молодых осадочных отложений и выход соляного купола на современное морское дно. Аналогичные примеры соляных куполов двух генетических типов имеются во многих солеродных бассейнах.

Из перечисленных фактов следует, что КСК образуются одновременно с вмещающими осадочными отложениями в результате поступления в бассейн седиментации высоконасыщенных термальных хлоридных растворов. В зависимости от темпов поступления, условий и места разгрузки таких растворов в бассейне осадконакопления образуются либо соляные пласты, либо возникают сингенетичные соляные купола (часто с опережением темпов седиментации вмещающих пород). После прекращения поступления насыщенного солью раствора в осадочный бассейн выступающая над морским дном верхняя часть соляного купола в условиях относительно пресноводного морского осадконакопления растворяется. Нерастворимые минералы (вещества) соляного купола с выпадающим в осадок терригенным материалом образуют над куполом кепрок. Поэтому в кепроках соляных куполов содержание различных полезных ископаемых иногда достигает до промышленных значений.

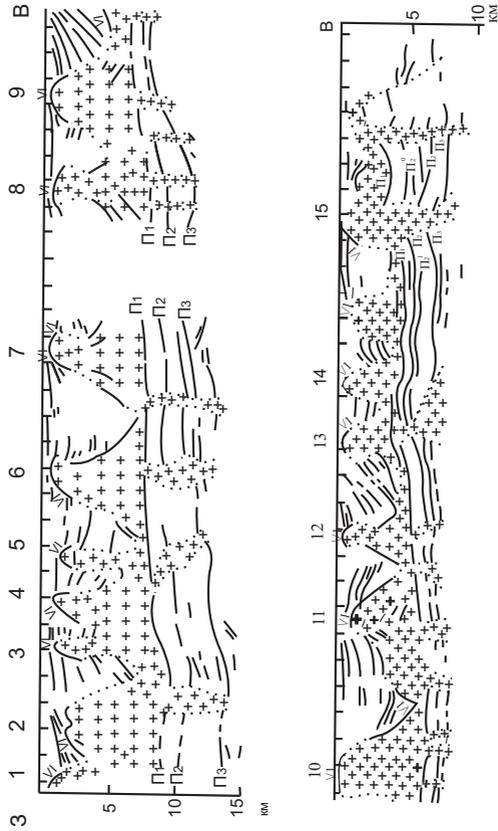
Особо следует остановиться на результатах исследований осадочного чехла Прикаспийской впадины, приведённых в работе [136]. При корреляции сейсмических границ в подсолевых

отложениях выявляется одна особенность — частое чередование зон, где сейсмические раздели проявлены контрастно и где они полностью отсутствуют. Прерывистость в корреляции полезных волн имеет чаще не техногенную природу, а вполне реальную геологическую. Поэтому не случайно, что попытки получить непрерывные отражения путём различных методических приёмов при регистрации сигнала и последующей интерпретации не дают положительных результатов (Рис.23). Размеры участков прекращения корреляции сейсмических границ варьирует в широких пределах — от нескольких километров до первых сотен метров, причем максимальные, как правило, фиксируются под соляными куполами, но всегда без какого-либо соответствия размерам последних. Всё это говорит о том, что широко развитые в теле посленижнепермского осадочного чехла Прикаспийской впадины соляные купола, гряды, пласты представляют собой твёрдые реликты галогенно-сульфатной рапы, внедрившейся сюда по подводющим каналам (сейсмически немые участки) и раскристаллизовавшиеся здесь. Внедрение рапы могло сопровождаться в подводимых каналах деструкцией пород более древних отложений и выносом их обломков в приповерхностные зоны. Об этом свидетельствует, в частности, факт обнаружения в карьерах на куполах Баскунчака и Эльтона в основании хозарских слоёв квартера глыб кремнистых известняков с девонской фауной.

9.3. Возраст соляных куполов и слагающих их солей

Из анализа особенностей генезиса соляных куполов различных генетических типов вытекает, что отождествление возраста соляных масс во всех куполах с возрастом нижних частей соли, которые, как правило, имеют пластовый характер залегания, неправомерно. Оно справедливо только для солей в постседиментационных куполах. Время же образования таких куполов однозначно определяется по возрасту перекрывающих

Рис.23. Положение соляных структур и их корневых системы в осадочном разрезе Прикаспийской впадины - сейсмический профиль ПГО "Казгеофизика" (Саркисов Ю М., Кудымов В. М., 1992)



1 - сейсмические границы (с индексом - опорные);
 2 - соляные структуры; (купола: 1 - Торнянте, 2 - Кубжай, 3 - Безаманний, 4 - Шингиз, 5 - Хобла, 6 - Бессай, 7 - Кылжулуз, 8 - Кугургутсай, 9 - Чилшегай, 10 - Адаленбе, 11 - Бадамша, 12 - Перелобовский, 13 - Елбок, 14 - Киевский, 15 - Кандаганский).

пород, дислоцированных вследствие куполообразования и не реагирующих на этот процесс. Например, на рис. 20 видно, что соляной купол в районе скв. 16 сформировался во время смены тектонического режима и перерыва в осадконакоплении, предшествовавших образованию надсолевого комплекса пород. Причём процесс формирования таких куполов — явление более кратковременное, чем формирование конседиментационных куполов. Что касается последних, которые формируются синхронно с вмещающими по латерали породами, то, и возраст солей в таких куполах и возраст самих куполов на любом уровне соответствует возрасту вмещающих отложений. Поэтому конседиментационный соляной купол может формироваться в течение широкого временного интервала. Наглядным примером может служить разрез Клинско-Краснознаменского нефтяного месторождения в ДДВ [181]. Время формирования Краснознаменского соляного купола (Рис. 21) охватывает интервал от верхнего девона до верхней перми включительно. В нижней части этот купол, и слагающие его соли имеют верхнедевонский возраст, а в верхней части — верхнепермский. Формирование Клинского купола (Рис. 21) завершилось в нижнем карбоне, поэтому его возрастной интервал составляет от верхнего девона до нижнего карбона (визе).

Исходя из представлений о генезисе солей Прикаспийской впадины из галогенно-сульфатной рапы, внедрившейся по глубинным разломам, исследователи [136] также указывали на неправомерность отнесения возраста всех соляных куполов указанного региона к кунгуру (ранняя пермь).

Генетическим аналогом конседиментационных соляных куполов являются рифы и рифоподобные карбонатные сооружения. Разница между ними только в химическом составе гидротермальных растворов, которые поставляют материал для формирования и тех и других. Примеры формирования различных хемогенных сооружений, каковыми являются конседиментационные соляные купола, рифы и карбонатные толщи, имеются в настоящее время в морях и океанах, это — чёрные и белые «курильщики».

ГЛАВА 10. ГЛОБАЛЬНАЯ ЛЕТОПИСЬ ГЕОХИМИИ ГИДРОТЕРМАЛЬНЫХ ПРОЦЕССОВ В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ

Традиционно сложилось так, что география изучения гидротермального процесса в истории земли ограничена зонами современного проявления его и орогенами. Огромные территории распространения осадочных пород на различных континентах выпадают из сферы изучения этих процессов, поскольку считается, что осадочный чехол почти никакой информации о гидротермальном процессе не несёт. В то же время он таит в себе не используемый до настоящего времени огромный информационный потенциал не только в части изучения гидротермального процесса вообще, но и генезиса и поисков месторождений рудных полезных ископаемых. Этот потенциал обусловлен тем, что вещество для формирования значительной части горных пород и флюидов осадочного чехла поступает в верхние слои земной коры из мантии в составе гидротерм и является носителем геохимической информации о гидротермальных процессах той среды и того времени, где и когда они проявлялись. Такими породами и флюидами являются хемогенные породы (известняки, доломиты, ангидриты, соли), карбонатный, сульфатный и солевой цемент морских песчаников и алевролитов, ископаемые угли (бурые, каменные, антрацит), углеродистая часть горючих сланцев и черносланцевых толщ, антраксолиты, шунгиты, графит, нефть, газ и высоконасыщенные (более 10 г/л) подземные воды. На всех континентах эти породы и флюиды в осадочном чехле имеют чрезвычайно широкое распространение, составляют его значительную часть и охватывают весь временной интервал формирования его. Однозначная относительная датировка большинства перечисленных пород в разрезе осадочного чехла даёт возможность проследивать геохимические особенности гидротермального процесса во времени и в пространстве в глобальных масштабах.

Поскольку то, что вещество для формирования перечисленных пород и флюидов в верхние слои земной коры, в том числе и в осадочный чехол, поступает из мантии, было обосновано и показано в предыдущих главах, здесь кратко приведём основные доводы.

То, что после выпадения из морской воды огромных масс хемогенных пород (известняки, доломиты, ангидриты, соли) её состав существенно не меняется, по крайней мере, за всю историю фанерозоя [118], говорит о существовании внешнего источника вещества для образования перечисленных пород. Внешним источником для морской (океанической) воды могут быть суша и мантия. Анализ состава, строения, форм и размеров карбонатных и галогенных толщ и других сооружений, особенностей распределения различных металлов и элементов в них однозначно указывает на глубинный источник вещества для формирования их и исключает возможность привноса этого вещества с суши. Хемогенные карбонатные породы от карбонатитов отличаются тем, что первые образуются при морском излиянии карбонатного вещества, а вторые — при наземном. По этой причине уровень концентрации различных металлов и элементов в морских карбонатных породах существенно ниже, чем в карбонатитах, поскольку в морской среде происходит значительное разбавление и перераспределение их. Тем не менее, общая геохимическая характеристика излившегося мантийного вещества сохраняется, хотя и в менее выраженном виде.

Особо следует остановиться на значении ископаемых углей. Они имеют чрезвычайно широкое распространение в осадочном чехле, в наибольшей степени изучены в части наличия в них различных металлов и элементов, являются главным носителем ценной информации о геохимии гидротермальных процессов, поскольку представляют собой древние изливы нефти из мантии на дневную поверхность, а не образуются из торфа, как принято считать. Время излива чётко определяется по возрасту вмещающих пород. Содержание всех металлов и элементов в нефти, характеризующие геохимические особенности окружающей геологической среды на момент проявления ги-

дротермов, сохраняются в угольных пластах почти без какого-либо существенного перераспределения, что даёт возможность проследивать изменение геохимии гидротермального процесса в геологическом пространстве и времени.

Залежи углеводородов (нефти и газа), разрабатываемые в настоящее время, также содержат широкий спектр металлов и элементов, но от залежей ископаемых углей отличаются тем, что время поступления их в осадочный чехол однозначной датировке пока не поддаётся. Глубинный (мантийный) генезис углеводородов и несостоятельность гипотезы образования их в осадочном чехле из гипотетического рассеянного органического вещества горных пород гумусового или сапропелевого происхождения (органическая гипотеза генезиса) также были показаны в предыдущих главах. Кратко напомним основные факты, отвергающие органическую гипотезу. Первый — до настоящего времени никто не описал (химический состав, химическая формула, физическое состояние, форма нахождения) гипотетическое рассеянное органическое вещество (РОВ) гумусового или сапропелевого происхождения, из которого якобы образуются углеводороды. (В работе [139] графит, твёрдые битумы и другие продукты метаморфизма углеводородов в докембрийских осадочно-метаморфических породах именуется органическим веществом). Второй — никем не показано, как меняются химический состав, химическая формула, физическое состояние, форма нахождения и количество рассеянного органического вещества после того, как из него путём термической деструкции, как предполагает органическая гипотеза, образуются углеводороды. Третий — сторонники органической гипотезы за нефтематеринские выдают те породы, в которых много РОВ, а породы, где нет РОВ, считают ненefтематеринскими, когда по логике должно быть наоборот. Четвёртый — за пределами залежей нефти и газа в продуктивных пластах за редким, но объяснимым случаем нет ни РОВ, ни углеводородов, что противоречит гипотезе формирования залежей путём миграции «микронефти» с большой площади нефтепроизводящих толщ. Пятый — методика определения количества РОВ в горных по-

родах и битуминологических исследований такова, что одно и то же вещество (нефть в керне) в одном случае выдаётся за РОВ, а в другом — за углеводороды [107]. По этой причине почти во всех работах сторонников органической гипотезы термины РОВ и углеводороды употребляются как синонимы, плавно переходящие одно в другое. Таких, хорошо известных фактов, много, и они приведены в главе 1. В той же главе приведены факты, указывающие на глубинный (мантийный) генезис нефти и газа.

Придерживаясь ошибочных представлений о генезисе вышперечисленных пород и флюидов осадочного чехла и не признавая глубинный (мантийный) источник вещества для формирования их, многие исследователи вынуждены были выдвигать фантастические, порой взаимоисключающие гипотезы, или же признать своё поражение перед необходимостью объяснить наличие в этих породах и флюидах осадочного чехла различных металлов и элементов в весьма высоких концентрациях.

Факты в подтверждение сказанному были приведены в главе 7. Здесь же вкратце напомним о некоторых из них.

Обнаружив в нефтях месторождений основных провинций России высокие (на порядок больше, чем кларки этих элементов в осадочных породах) содержания элементов платиновой группы и золота, авторы работы [97] высказывают несколько предположений о причинах этого явления: 1. Осадочный фактор, действовавший в процессе осадконакопления высокоуглеродистых пород, аккумулировавших в себя повышенные концентрации платиноидов. При отделении из этих пород нефтей часть платиноидов могла переходить в нефть, а другая — оставаться и накапливаться в высокоуглеродистых породах. 2. Фактор пространственной близости ультраосновных массивов, которые могли быть первоисточником платиновых металлов, как при образовании высокоуглеродистых нефтематеринских пород, так и в процессе гидрогенного переотложения платиновых металлов подземными водами. 3. Магматический фактор, имевший место во время внедрения магматических инъекций в нефтяные резервуары. Контактное воздействие магматических инъекций обогащало нефть металлами. 4. Фактор влияния мантийных струй.

В работах [101, 102] автор утверждает, что углеводородные соединения обладают высокой концентрирующей способностью по отношению к металлам.

Другие исследователи [162] высокие концентрации металлов в углях объясняют привнесом их в бассейн торфонакопления поверхностными или подземными водами при дренировании ими коренных и россыпных месторождений (инфильтрационный тип обогащения) или же глубинными водами, иногда уже после углефикации растительных остатков (эксфильтрационный тип). Но они же признают, что имеются многочисленные факты высокой концентрации металлов в углях, которые вообще не находят объяснения ни инфильтрационным, ни эксфильтрационным процессом. Например, золотоносность углей Огоджинского месторождения Приамурья.

В связи с относительно высокими концентрациями различных металлов в углях Кайерканского угольного разреза (Норильский район), в работе [81] утверждается, что углеродистое вещество обладает высокой сорбционной ёмкостью по отношению к благородным металлам.

Заметим, что ни в упомянутых работах, ни в других аналогичных, не приводится никаких доказательств в пользу приписываемых УВ свойств и механизме реализации их. Поэтому академик Шило Н. А. [185] обращает особое внимание на часто встречающиеся факты совместного нахождения золота и УВ, и утверждает, что причина такой избирательности золотом углеродсодержащих пород до сих пор никем не объяснена.

Если исходить из положений осадочно-миграционной (органической) гипотезы образования углеводородов (нефти и газа), и принимать на веру существование в осадочных породах гипотетического РОВ сапропелевого или гумусового происхождения, как исходного вещества для образования нефти и газа, а также превращение растительных остатков через торф в ископаемые угли, которые на самом деле являются нефтью глубинного (мантийного) происхождения и продуктами её метаморфизма в породах земной коры [94, 95], то причина избирательности не только золотом, но и многими другими металлами

и элементами углеродсодержащих пород не будет объяснена никогда. Осмысление многочисленных опубликованных фактов из геологии нефти и газа, рудных и нерудных полезных ископаемых, однозначно отвергающих широко распространённую, но в корне ошибочную осадочно-миграционную гипотезу образования нефти и газа и прямо указывающих на глубинный генезис их, а также избавление от не менее ложной гипотезы образования ископаемых углей из растительных остатков через торф, могут не только объяснить многие непонятные сегодня вопросы, но вывести на совершенно новый уровень вопросы прогноза и поисков месторождений нефти и газа, рудных и нерудных полезных ископаемых.

УВ, являясь, по сути, интрузивом в земной коре, имеют ряд важных отличий от интрузивов другого состава. Это — чрезвычайно широкое распространение различных тел и пластов УВ, которые применительно к рудным полезным ископаемым содержат в себе огромный, до сих пор почти не используемый информационно-поисковый потенциал, имеющий генетическую основу. Различные металлы и элементы содержатся во всём объёме УВ и распределены более равномерно, чем в других интрузивных породах. Это доказано опробованием угольных пластов на различных месторождениях, и золы на ГРЭС-ах, работающих на ископаемых углях [162].

Ископаемые угли, антракосолит, шунгит, графит, углеродистая часть чёрных и горючих сланцев — это продукты метаморфизма углеводородов (нефти и газа) в верхних слоях земной коры, куда они поступают из мантии по глубинным разломам в составе различных гидротерм [94, 95]. Залежи перечисленных углеродсодержащих пород и веществ по форме нахождения в осадочном чехле делятся на стратифицированные и нестратифицированные. Залежи нефти и газа, и продукты их метаморфизма вплоть до графита (месторождение Союзное на Амуре и др.), относятся к нестратифицированным, так как время поступления углеводородов в пустотное пространство горных пород пока не поддаётся однозначной датировке.

К стратифицированным относятся залежи (пласты) ископаемых углей, углеродистое вещество чёрных и горючих сланцев и, возможно, некоторые (пластовые) залежи шунгитов, поскольку время поступления вещества (углеводородов) из мантии для их образования однозначно определяется по возрасту вмещающих пород. К этой категории можно отнести и морские хемогенные породы, и соответствующий цемент песчано-алевритовых пород. Поэтому стратифицированные пласты перечисленных пород играют важнейшую роль в познании региональных и глобальных особенностей гидротермального процесса, поскольку вся информация, содержащаяся в них, в том числе и геохимическая, поддаётся синхронизации и корреляции.

Информация о концентрации различных металлов и элементов в перечисленных породах и флюидах осадочного чехла также имеет весьма важное прогнозно-поисковое значение касательно рудных полезных ископаемых. Это обусловлено тем, что, как было сказано выше, вещество для формирования рассматриваемых пород и флюидов осадочного чехла, поступая в верхние слои земной коры в составе гидротерм, сохраняет геохимический «образ» той геологической среды и того времени, где и когда проявлялся гидротермальный процесс. Рассмотрим конкретные примеры.

В угольных пластах многих регионов известны факты высоких содержаний различных металлов и элементов. Наблюдается прямая корреляция этих концентраций с обогащённостью окружающей геологической среды соответствующими металлами и элементами. Например, в углях месторождения Гуннедах (Австралия) концентрация циркона в золах углей с зольностью 3,1–4,7% превышает 1,4% или 560 г/т угля. [162]. Здесь в непосредственной близости ещё с 30-х годов прошлого века разрабатываются богатейшие месторождения циркона [35].

Плиоценовые лигниты бассейна Косово аномально обогащены никелем и хромом — 304 и 176 г/т угля или 1100 и 546 г/т золы соответственно [20]. В непосредственной близости к юго-востоку имеются месторождения никеля (Голеш, Старо-Чи-

катово) и хрома (Орашье, Радуша) в серпентинизированных перидотитах [36].

Позднепермские антрациты в юго-западной части провинции Гужоу (Южный Китай) содержат (г/т): золота — 0,57, сурьмы — 370, ртути — 55 и мышьяка — 3,5%. Аналогичная геохимия характерна для расположенных поблизости золоторудных месторождений в обогащённых углеродистым веществом осадочных породах [162].

Угли месторождений Верхнего Приамурья — региона, известного своими многочисленными коренными и россыпными месторождениями золота, аномально обогащены этим металлом. В 120 пробах с трёх буроугольных и одного каменноугольного месторождения содержание золота составило от 5 до 100 г/т угля [162].

Поскольку во многих регионах имеются многопластовые угольные месторождения, формировавшиеся в течение значительного временного интервала, по ним можно проследивать изменения геохимии гидротермальных процессов во времени.

Залежи углеводородов также несут аналогичную информацию, но лишь с той разницей, что, как было сказано выше, время поступления углеводородов в пустотное пространство пород достоверному определению не поддаётся. К тому же, углеводороды в древних залежах в результате метаморфизма превратились в битумы, «углеродистое (углистое) вещество», графит, но, все они сохранили геохимический образ гидротерм, в составе которых они поступали.

Например, в пределах Вятско-Камской меденосной полосы верхнепермские углеродсодержащие битуминозные породы встречаются в значительном интервале разреза. Мощность битуминозных пород от 0,25 до 2,9 м, они характеризуются повышенными ($>0,1$ г/т) содержаниями золота, а также меди и серебра. Все повышенные концентрации малых элементов (особенно халькофильных) и благородных металлов связаны с углеродсодержащими породами. Углеродистое вещество углистой, битумной, шунгитовой или графитовой субстанции. Средние содержания платины 0,29 г/т (0,1–3,3 г/т), золота 0,09 г/т (0,01–0,23 г/т) [53].

В углеродсодержащих сланцах золоторудного месторождения Сухой Лог обнаружены две разновидности углеродистого вещества. Первая — точечно-капельвидная (свободная форма) представлена частичками (1–3 мкм), которые равномерно пронизывают минеральную часть сланцев. Плотность диспергирования различна, в отдельных участках породы плотность углеродистого вещества настолько увеличивается, что порода становится чёрной, непросвечивающейся в проходящем свете. Тонкополосчатое распределение УВ совпадает со слоистостью пород. Вторая разновидность УВ представлена частицами 20–30 мкм, имеющими сотово-ячеисто-решётчатое строение. Частицы соединены между собой, образуя тонкие сростания с терригенным материалом. В рудах присутствуют кристаллы графита. Наблюдается прямая корреляция между содержаниями углерода и золота в породе [133]. Как видим, распределение металлоносного углеродистого вещества в породах имеет все признаки насыщения мелкопористых пород нефтью. Мельчайшие поры (1–3 мкм), которые были заполнены нефтью, в результате метаморфизма вмещающих пород оказались изолированными друг от друга. Но слоистый характер распределения их унаследован от осадочных пород, в которых пористость почти всегда имеет слоистый характер распределения.

На золоторудном проявлении Пионерское Дегдеканского рудного поля (Центральная Колыма), распределение углерода в верхнепермских терригенных отложениях строго подчинено форме складчатости. В соответствии с этим высокоаномальные зоны с содержанием углерода более 2% (керит, антраксолит, углистое вещество, графит, нефтеподобные битумы) приурочены к ядерным частям антиклинальных складок. В зоне битуминизации осадочных пород отмечается увеличение концентрации золота на порядок и более по сравнению с кларковыми содержаниями. По 226 пробам содержание золота в углеродсодержащих породах меняется от 0,04 до 14 г/т. Главным концентратором золота являются битумы, в которых содержание металла составило 224–629 г/т (в среднем 520 г/т) [25]. И здесь распределение УВ в пределах структур сохрани-

ло формы залежей нефти в антиклинальных ловушках, в которых суммарная пустотность и степень нефтенасыщения пород увеличивается от контуров к сводовым (ядерным) частям складок. Нахождение в пределах одной локальной структуры целого ряда УВ от нефтеподобного битума до графита говорит о том, что нефть либо поступала в ловушку периодически, и нефть более раннего поступления превратилась в кериты, антраксолиты и графит, а более поздняя остаётся в виде нефтеподобного битума, либо поступление нефти было однократно, а различная степень преобразованности её является следствием дифференциации факторов динамометаморфизма в пределах структур. Ясность в этом вопросе может внести детальное изучение особенностей взаиморасположения УВ различных степеней метаморфизма и их распределения в пределах локальных структур.

Имеются примеры нахождения различных металлов в нефтяных залежах. Например, в нефтях месторождений основных провинций России установлены высокие (на порядок больше, чем кларки этих элементов в осадочных породах) содержания элементов платиновой группы и золота [97].

В Западной Туркмении содержание золота в нефтях трёх месторождений составляет: (мг/т): Небит-Дагское — 0,5, Гогрань-дагское — 1,2, Окаремское — 15,2 при фоновой концентрации в других месторождениях 0,5 мг/т [110]. Причём увеличение происходит с севера на юг.

Нефти месторождений Апшеронского полуострова и прилегающей акватории содержат никель в аномально высоких значениях — от 10 до 96 г/т нефти [2]. Концентрация металла закономерно увеличивается к центральной части полуострова.

В Польше нефти двух месторождений — Мозов и Бабимост содержат золото в количествах 0,49 и 0,32 г/т соответственно при фоновом содержании этого металла в других месторождениях 0,005 г/т [195].

Эти и многочисленные аналогичные факты заслуживают серьёзного внимания и должны найти свое место в прогнозно-поисковых работах на соответствующие полезные ископаемые в

регионах, поскольку указывают на возможность существования месторождений вблизи соответствующих проявлений.

Соли солеродных бассейнов мира также содержат различные металлы и элементы в повышенных количествах, а иногда даже в промышленно значимых концентрациях. Например, в солях Верхнекамского месторождения концентрация золота составляет 0,011 — 0,18; серебра — 1,7 — 45,17; платины — 0,14 — 6,36; палладия — 0,083 — 0,94; родия — 0,011 — 0,066; индия — 0,15 — 6,6 г/т [87].

В соляных куполах различных регионов встречены золото, серебро, платиноиды, ртуть, свинец, цинк, медь, молибден, стронций, бор, флюорит, цеолит, сера [75].

Высокоминерализованные подземные воды, насыщающие первичные и вторичные пустоты горных пород, также являются источником ценной информации о геохимии гидротермов регионов. Под высокоминерализованными водами для целей настоящей работы понимаются воды, с минерализацией более 10 г/л. Первично седиментационные морские воды обычно имеют минерализацию около 3,5 г/л. С учетом возможного увеличения минерализации седиментационных вод в результате взаимодействия с вмещающими породами можно утверждать, что воды с минерализацией выше 10 г/л являются эндогенными. А если воды насыщают вторичные пустоты пород, например коллекторы в карбонатных и некоторых терригенных породах, то такие воды не могут быть морскими седиментационными. В практике разработки нефтяных месторождений зафиксированы случаи, когда минерализация приконтурных вод нефтяных залежей значительно выше, чем минерализация вод вдали от контура. Такие факты установлены по месторождениям Куйбышевской области [178], Северного Кавказа (Луков В. П. и др. 1972) и Западной Сибири [179]. Это объясняется тем, что приконтурные воды, поступающие в коллектор вместе с углеводородами из мантии по глубинным разломам, всегда насыщены различными элементами больше, чем морские седиментационные воды.

Воды вмещающих кимберлитовую трубку «Удачная» (Якутия) карбонатных отложений кембрия и ордовика при общей мине-

рализации около 300 г/л содержат лития 80, стронция — 1200, рубидия — 10, брома — 3800 мг/л [169].

В верхнепротерозойских песчаниках Припятского прогиба при минерализации вод 400–430 г/л содержание лития составляет 70–80, брома — 6050 мг/л, а в девонских карбонатных отложениях 30–40 и 3600–4800 мг/л соответственно.

В водах нижнемеловых-верхнеюрских карбонатных отложений Терско-Каспийского передового прогиба обнаружены алюминий, ванадий, кобальт, никель, медь, цинк, свинец, мышьяк, селен, литий, стронций, цезий, германий, рубидий и др. элементы.

Осадочные карбонатные породы в части наличия в них различных металлов и элементов изучены весьма слабо. Имеются редкие исследования с целью определения геохимических индикаторов рифовых комплексов [177]. В значительно большей степени изучены карбонатиты, часто содержащие различные полезные ископаемые в промышленных концентрациях, например, месторождение редкометалльных руд Томтор в Восточной Сибири [98 и др.]. Несмотря на то, что условия образования карбонатных пород приводят к значительному снижению уровня концентрации различных металлов и элементов в карбонатном осадке по сравнению с исходным карбонатным веществом, изливающимся по глубинным разломам, геохимические особенности эндогенного вещества сохраняются. Об этом свидетельствуют факты увеличения содержания некоторых металлов в карбонатных породах по мере приближения к глубинным разломам. Такие факты установлены для фаменских межсолевых отложений Припятского прогиба (Антипова, Кусова, 1973). Аналогичную геохимическую информацию может нести карбонатный цемент морских песчано-алевритовых пород.

В карбонатитах, образующихся при наземном излиянии глубинного карбонатного вещества, первоначальная концентрация металлов и элементов сохраняется, поэтому в них нередко образуются месторождения соответствующих полезных ископаемых.

Касательно содержания различных металлов и элементов в ещё меньшей степени, чем карбонатные породы, изучены ан-

гидриты, имеющие общий с карбонатными породами и солями механизм формирования за счёт поступления в бассейн седиментации вещества для их образования по глубинным разломам в составе гидротерм.

Систематические и целенаправленные геохимические исследования вышеперечисленных пород и флюидов осадочного чехла нигде не проводились. Тем не менее, отчеты различных производственных геологических предприятий и научных организаций содержат большое количество результатов таких исследований, выполненных при решении различных геологических задач. Опубликована только незначительная часть этих исследований. Целенаправленный сбор, систематизация и комплексный анализ результатов этих исследований может привести к интересным и неожиданным выводам. Весьма полезным было бы введение нового дополнительного стандарта изучения вышеперечисленных горных пород и флюидов осадочного чехла для всех без исключения пользователей недрами. Стандарт должен предусматривать выполнение определённого комплекса и объёма геохимических исследований проб горных пород и флюидов, отбираемых из осадочного чехла независимо от глубины отбора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Багдасарова М. В. Роль гидротермальных процессов при формировании коллекторов нефти и газа // Геология нефти и газа, 1997, № 9, стр. 42-46.
2. Багир-Заде Ф. М. Металлопорфириновые комплексы нефтей морских отложений Азербайджана. Багир-Заде Ф. М., Бабаев Ф. Р., Амзоян З. Г. // Геология нефти и газа, 1988, № 12, стр. 42-44.
3. Баженова О. К. Литолого-геохимические предпосылки нефтеносности верхнего протерозоя Московского авлакогена и сопредельных территорий. Баженова О. К., Анохина Т. В., Постникова И. Е., Соколов Б. А. // Геология нефти и газа, 1997, № 4, стр. 17-25.
4. Баженова О.К., Органическая геохимия на службе нефтепоисковой геологии. Баженова О. К., Баженова Т. К. // Геологические и технологические предпосылки расширения ресурсов углеводородного сырья в европейской части России (информационно-аналитические материалы). — М.: ООО «Геоинформмарк», 2006. — 210 с.
5. Баренбаум А. А. О двух не достаточно изученных вопросах теории нефтегазаносности недр // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазаносности недр. Кн.1. М.: ГЕОС, 2002, стр.67-70.
6. Батанова Г. П. Условия формирования и распространения франского рифогенного комплекса прибортовой зоны Умётско-Линёвской депрессии. Батанова Г. П., Бендерович Л. Ю. // Геология нефти и газа, 1982, № 2, стр. 44-47.
7. Березкин В. И. О сажевой модели происхождения Карельских шунгитов // Геология и геофизика, 2005, т. 46, № 10, стр. 1093-1101.
8. Бескровный Н. С. Геологические и геохимические особенности проявления нефти в современных гидротермальных системах геодинамических поясов // Влияние эндогенных факторов на формирование залежей нефти и газа. Ленинград, труды ВНИГРИ, 1978, стр. 5-33.

9. Биккенина Д. А. Органическое вещество и битумы карбонатных отложений верхнего протерозоя и кембрия южного склона Анабарской антеклизы Якутии. Биккенина Д. А., Конева Г. Н. // Геохимия рассеянного органического вещества. Труды ВНИГРИ, вып. 294, Ленинград, 1971, стр. 116-125.
10. Борисова Л. С. Геохимия асфальтенов нефтей Западной Сибири // Геология нефти и газа, 2009, № 1, стр. 76-80.
11. Ботнева Т. А. О формировании нефтяной залежи за счёт поступления углеводородных флюидов из разных источников. Ботнева Т. А., Ерёменко Н. А., Нечаева О. Л. // Геология нефти и газа, 1999, № 1-2, стр. 39-43.
12. Ваганов В. И. Петрологическая модель алмазообразования // Руды и металлы, 1993, № 1-2, стр. 4-12.
13. Ваганов В.И. Алмазные месторождения России и мира (Основы прогнозирования). М.: Геоинформмарк, 2000. — 371 с.
14. Варданянц Л. А. Материалы по геохимии Горной Осетии // Записки Российского минералогического общества, 1932, № 2, стр. 227-258.
15. Воронин Н. И. Поиски газа на соляных куполах юго-западной части Прикаспийской впадины. Воронин Н. И., Осинский Г. Д., Круглов Ю. И. // Геология нефти и газа. 1979, № 5, с. 22-26.
16. Всевожский В. А. Флюидодинамика (гидродинамика) нефтегазоносных бассейнов. Всевожский В.А., Дюнин В.И., Корзун А.В. // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Кн.1. М.: ГЕОС, 2002, стр. 118-120.
17. Высоцкий Э.А. О взаимосвязи ангидритовых тел с палеоструктурой в Припятском соленосном бассейне. Высоцкий Э. А., Кислик В. З., Протасевич Б. А., Обровец С. М. — ДАН БССР, 1984. Т. 28, № 5, стр. 448-450.
18. Высоцкий Э. А. Особенности строения и фациального замещения галитовой субформации в северо-западной части Припятского прогиба. Высоцкий Э. А., Кислик В. З., Протасевич Б. А., Авхимович В. И. — ДАН БССР, 1980. Т. 24, № 1, стр. 67-70.
19. Вышемирский В. С. Газообразные гомологи метана и олефины у поверхности земли в связи с скоплениями углеводо-

- родов. Вышемирский В. С., Пастух П. И., Фомин А. Н., Шугуров В. Ф. // Геология и геофизика, 1992, № 2, стр. 3-7.
20. Вышемирский В. С. Оценка масштабов истощения нефтяных залежей во времени. Вышемирский В. С., Конторович А. Э. // Геология нефти и газа, 1997, № 2, стр. 4-9.
21. Гаврилов В. П. Геодинамическая модель геологического строения и нефтегазоносности Прикаспийской впадины. Гаврилов В. П., Леонова Е. А., Руднев А. Н. // Геология нефти и газа, 2009, №3, стр. 2-11.
22. Гаврилов В. П. Микстгенетическая концепция образования углеводородов: теория и практика // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Кн.1. М.: ГЕОС, 2002, стр. 120-123.
23. Гаврилов В. П. Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях // Геология нефти и газа, 2008, № 1, стр.56-64.
24. Галимов Э. М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1973, с. 384.
25. Ганжа Г. Б. Золото-битумная минерализация в черносланцевой толще, Центральная Колыма. Ганжа Г. Б., Ганжа Л. М. // Руды и металлы, 2004, № 4, стр. 24-32.
26. Гаранин В.К. Проблемы поиска алмазных месторождений на территории Зимнего берега Архангельской алмазоносной провинции и пути их решения. Гаранин В. К., Вержак В. В., Гаранин К. В. //Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2007, № 6, стр. 41-48.
27. Геодекян А. А. Газы придонных вод северо-западной части Индийского океана. Геодекян А. А., Авилов В. И., Бордовский О. К. — ДАН СССР, 1977. Т. 237, № 6, стр. 1483-1485.
28. Геологический словарь, т. т.1 и 2, М.: Недра, 1973.
29. Глебашев С. Г., Формирование и размещение шунгитовых пород Кызыловской зоны (Восточный Казахстан). Глебашев С. Г., Игнатъев С. В., Ковязин А. Н. // Советская геология, 1989, № 1, стр.33-42.
30. Голованова С. И. Генетическая модель фазовой зональности жидких флюидов Даулетабад-Донмезского месторождения // Геология нефти и газа, 1995, №12, стр. 21-27.

31. Гольдберг И. С. Нафтаметаллогенические провинции мира и генезис рудных концентраций в тяжёлых нефтях и битумах //Геология нефти и газа, 1990, № 3, стр. 2–7.
32. Гончаров И. В. Геохимия нефтей Западной Сибири. М.: Недра, 1987. — 181 с.
33. Гончаров И. В. К обоснованию новой стратегии поисков углеводородов на территории Томской области. Гончаров И. В., Городников М. А., Попов В. В., Гагарин А.Н. //Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Кн.1, М.: ГЕОС, 2002, стр. 129-130.
34. Гордадзе Г. Н. Некоторые существенные несоответствия состава органического вещества нефтематеринских толщ с нефтями. Гордадзе Г. Н., Арефьев О. А. // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. М.: ГЕОС, 2002. Кн. 1, стр.135.
35. Горная энциклопедия. М.: Советская энциклопедия. Т. 1, 1984. — 560 с.
36. Горная энциклопедия. М.: Советская энциклопедия. Т. 5, 1991. — 541 с.
37. Градзиньский Р. Седиментология. — М.: Недра, 1980. — 640 с. (перевод с польского). Авторы Градзиньский Р, Костецкая А., Радомский А., Унруг Р.
38. Грибик Я. Г. Месторождения нефти и газа Припятской НГО. Грибик Я. Г., Микуцкий С. П., Свидерский Э. И. // Геология и нефтегазоносность запада Восточно-Европейской платформы: К 70-летию БелНИГРИ. — Мн.: Беларуская навука , 1997, стр. 431-468.
39. Гурко Н. Н. Трансформация углеводородного состава нефтей и конденсатов при миграции в газовом потоке. Гурко Н. Н., Васильева В. Ф. // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Кн.1. М.: ГЕОС, 2002. стр.150-152.
40. Дахнова М. В. Геохимические методы в решении задач, связанных с освоением залежей нефти в баженовской свите на западе Широтного Приобья. Дахнова М. В., Назарова Е. С., Славкин В. С., Колосков В. Н., Алексеев А.Д // Геология нефти и газа, 2007, № 6.

41. Девонская межсолевая толща Припятской впадины (региональные закономерности строения и состава). Махнач А.С., Урьев И. И., Кручек С. А. и др.). Мн.: Наука и техника, 1981. — 220 с.
42. Дедюхин В. Н. Особенности латерального изменения верхнедевонско-турнейской карбонатной толщи на севере Удмуртской АССР. Дедюхин В. Н., Проворов В. Н., Прийма Г. Ю., Щербинина Г. П., Сапрыкин Э. В. // Геология нефти и газа, 1985, № 10, стр. 57–60.
43. Деменкова П. Я. Порфирины нефтей и битуминозных компонентов органического вещества пород как показатель их генетической связи. Деменкова П. Я., Захаренкова Л. Н. // Геохимия рассеянного органического вещества. Труды ВНИГРИ, вып. 294, Ленинград, 1971, стр. 20-35.
44. Демидович Л. А. Формирование коллекторов нефтеносных комплексов Припятского Прогиба // Мн.: Наука и техника, 1979. — 153 с.
45. Дертев А. К. Перспективы нефтегазоносности Ленинградской области и юга Республики Карелия (южный склон Балтийского щита). Дертев А. К., Грибков В. В., Кузьмин Б. В., Лазарев В. С., Савицкий А. В. // Геологические методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья: Обзор / АО «Геоинформмарк», М., 1994. — 36 с.
46. Диагенез и катагенез осадочных образований. Под редакцией Г. Ларсена и Дж. В. Чилингара. М.: Изд-во Мир, 1971. — 463 с.
47. Дмитриевский А. Н. Роль гидротермальной дегазации в процессах углеводородообразования. Дмитриевский А.Н., Сагалевиц А. М., Баланюк И. Е., Матвеевков В. В. // Геология нефти и газа, 1996, № 8, стр. 4-13.
48. Добрецов Н. Л. Предисловие // Геология и геофизика, 2006, т. 47, № 4, с. 425–427.
49. Добрецов Н. Л. Венд-раннекембрийская геодинамическая эволюция и модель эксгумации пород сверхвысоких и высоких давлений Кокчетавской субдукционно-коллизонной зоны. Добрецов Н. Л., Буслов М. М., Жимулев Ф. И., Травин А. В., Заячковский А. А. // Геология и геофизика, 2006, т. 47, № 4, стр. 428–444.

50. Дукардт Ю. А. Проблема происхождения алмазоносных кимберлитов // Геология алмазов — настоящее и будущее. Дукардт Ю. А., Борис Е. И. (Геологи к 50-летию юбилею г. Мирный и алмазодобывающей промышленности России). — Воронеж: Воронежский государственный университет, 2005, стр. 64–72.
51. Жабин А. Г. Рудоподготовительные процессы в черносланцевых осадочных формациях // Отечественная геология, 1997, № 6, стр. 35–40.
52. Жирнов А. М. Региональный прогноз золотых и золотоурановых объектов на юге Буреинского кратона // Отечественная геология, 1997, № 2, стр. 23–31.
53. Закирова Ф. А. Рудоносность верхнепермских углеродсодержащих пород Вятско-Камской меденосной полосы // Руды и металлы, 2006, № 4, стр. 62–66.
54. Зинчук Н. Н. Петрофизика кимберлитов и вмещающих пород. Зинчук Н. Н., Бондаренко А. Т., Гарат М. Н. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. — 695 с.
55. Зинчук Н. Н. Тектоника и алмазоносный магматизм. Зинчук Н. Н., Савко А. Д., Шевырев Л. Т. // Воронеж, ВГУ, 2004. — 282 с., ил. 178, список литературы 715.
56. Истомин А. И. Методика разведки ловушек в приштоковых зонах ДДВ. Истомин А. И., Брынза, И. Ф., Ципуло Т. С. и др. // Геология нефти и газа, 1983, № 3.
57. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. В 2-х кн. М.: ГЕОС, 2002.
58. Калинин М.К. Соленакпление, образование соляных структур и их влияние на нефтегазоносность. — М.: Недра, 1973. — 132 с.
59. Каминский Ф. В. Алмазоносность некимберлитовых изверженных пород. М.: Недра, 1984. — 173 с.
60. Каминский Ф. В. Манганоильменит как минерал-спутник алмаза в кимберлитах. Каминский Ф. В., Белоусова Е. А. // Геология и геофизика, 2009, № 12, т. 50, с. 1560–1570.
61. Карбонатные породы. Т. 1 и 2. Под ред. Дж. Чилингара, Г. Бисселла, Р. Фэйрбриджа. М.: Изд.-во МИР, 1971.
62. Карнюшина Е. Е. Стадиальные и наложенные процессы

формирования неоднородности пород коллекторов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Кн.1. М.: ГЕОС, 2002, стр.204-206.

63. Касьянова Н. А. Современная геодинамика и нефтегазоносность Кавказско-Скифского региона // Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья: Обзор АОЗТ «Геоинформмарк», М., 1995. — 53 с.

64. Каширцев В. А. Парагенетические ассоциации редкоземельных элементов в мезозойских углях северной части Ленского бассейна. Каширцев В. А., Зуева И. Н., Сукнев В. С., Митронов Д. В., Сюдюков Ш. А., Андреева Г. В., Капышева Г. И., Лившиц С. Х., Попов В. И. //Отечественная геология, 1999, № 4, стр. 65–68.

65. Каширцев В. А. Генетические семейства верхнедокембрийских и кембрийских нефтей (нафтидов) на востоке Сибирской платформы //Геология и геофизика, 2004, т. 45, № 7, стр. 895–900.

66. Каширцев В. А. Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (Российский сектор Арктики). Каширцев В. А., Конторович А. Э., Иванов В. Л., Сафронов А. Ф. //Геология и геофизика, 2010, № 1, т. 51, с. 93-105.

67. Китык В. И. К вопросу об условиях образования девонских галогенных формаций Днепровско-Донецкой впадины. Китык В. И., Галабуда Н. И. //Проблемы соленакопления. Т. 2. — Новосибирск: Наука, 1977, стр. 167–170.

68. Клещёв К.А. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. Клещёв К. А., Шеин В. С. — М.: ВНИГНИ, 2004. — 214 с.

69. Клещёв К.А. Геодинамическая эволюция и перспективы нефтегазоносности Арктики. Клещёв К. А., Шеин В. С. — М.: ВНИГНИ, 2008. — 103 с., ил. 24.

70. Козырев С. В. Об энергетической стабильности нанокластеров углерода. Козырев С. В., Лещев Д. В., Шаклеина И. В. // Физика твердого тела, 2001, т. 43, вып. 5, стр. 926-929.

71. Кокурников В. П. Новые данные по нефтеносности пале-

- озойских отложений Ульяновского Заволжья. Кокурников В.П., Бадамшин Э. З., Горячев А. С., Лебедев Н. П., Смелков В. М. // Геология нефти и газа, 1987, № 6, стр. 13-16.
72. Кондрушкин Ю. М. Природные резервуары в эффузивных породах и методы оценки запасов нефти в коллекторах сложного строения. Кондрушкин Ю.М., Буряковский П. А. // Геология нефти и газа, 1987, № 1, стр. 33–36.
73. Конторович А. Э. Выступление на VI съезде геологов России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2009, № 1.
74. Короновский Н. В. Позднекайнозойский магматизм Большого Кавказа. Короновский Н. В., Демина Л. И. // Большой Кавказ в альпийскую эпоху. Под ред. Ю. Г. Леонова. — М.: ГЕОС, 2007, стр. 251–284.
75. Кoryтов Ф. Я. Соляные купола, их генезис и полезные ископаемые. Кoryтов Ф. Я., Прокофьев В. Ю., Дзайнуков А. Б., Воинков Д. М. // Известия секции наук о земле РАЕН, 2004, вып. 12, стр. 51–62.
76. Костиков В. И. Графитация и алмазообразование. Костиков В. И., Шипков Н. Н., Калашников Я. А., Дымов Б. К., Шевяков В. П., Бубненко И. А. — М.: Металлургия, 1991. — 224 с.
77. Корзун В. П. Взаимосоотношения и корреляция вулканогенных и нормально-осадочных пород девона Припятской впадины. Литология, геохимия и перспективы на полезные ископаемые глубинных зон Белоруссии. — Минск: Наука и техника, 1975, стр. 178–182.
78. Коробов А. Д. Гидротермальные процессы в погребённых палеорифтах Западной Сибири и их роль в доломитизации известняков и насыщении пород фундамента нефтью. Коробов А. Д., Коробова Л. А. // Геология нефти и газа, 2005, № 3, стр. 37–45.
79. Коробов А. Д. Эпигенетические изменения рифей-вендских карбонатных толщ и пермотриасовых интрузивов Байкитской антеклизы в связи с проблемой формирования трещинно-кавернозных коллекторов. Коробов А. Д., Коробова Л. А. // Геология нефти и газа. 2008, №1, стр.16-24.
80. Кочетков О. С. Проблемы нефтегазоносности байкальско-

го фундамента Тимано-Печёрской провинции. Кочетков О. С., Грунис Е. Б., Анищенко Л. А., Анисиевич Л. Н. // Геология нефти и газа, 1999, № 7-8, стр. 25–36.

81. Кощеева И. Я. Осьмий в углях Норильского региона. Кощеева И. Я., Тютюнник О. А., Чхетия Д. Н., Кригман Л. В. // Материалы Всероссийского симпозиума «Геология, генезис и вопросы освоения комплексных месторождений благородных металлов». — М.: ООО «СВЯЗЬ-ПРИНТ» 2002, стр. 170–173.

82. Крайнев Ю. Д. Дайковые кимберлиты лесной Гвинеи (Западная Африка): минералогия, алмазоносность, роль в россыпеобразовании. Крайнев Ю. Д., Шульгин А. Ю. // Литосфера, 2009, № 3, с. 33–46.

83. Краснобаев А. А. Цирконы алмазоносных комплексов Урала и проблема их коренных источников. Краснобаев А. А., Вотяков С. Л., Левин В. Я., Анфилогов В. Н. // Литосфера, 2003, № 3, стр. 25–40.

84. Кривцов А. И. Перспективы выделения крупнообъёмных золоторудных месторождений на Южном Урале. Кривцов А. И., Курбанов Н. К., Кучеревский П. Г. // Отечественная геология, 1997, № 7, стр. 12–17.

85. Кудрявцев Н. А. О закономерностях накопления ископаемых солей (к вопросу о парагенезисе нефти и соли) // Советская геология, 1966, №7, стр. 17–35.

86. Кудрявцева Е. И. Катагенетическое преобразование углей восточного побережья Пенжинской губы и бассейна р. Подкагерной. Кудрявцева Е. И., Трушков П. А. // Геология нефти и газа, 1982, № 1, стр. 33–36.

87. Кудряшов А. И. Верхнекамское месторождение солей. — Пермь: ГИ УрО РАН, 2001. — 429 с.

88. Кусов Б. Р. Повышение достоверности оценки перспективности локальных структур по геотермическим данным // Геология нефти и газа, 1980, № 9, стр. 30–33.

89. Кусов Б. Р. Тектонические критерии поисков зон развития и коллекторов в карбонатных задонско-елецких отложениях Припятской впадины. // Геология нефти и газа, 1981, № 10, стр. 36–39.

90. Кусов Б. Р. Условия формирования межсолевых отложе-

ний центральной части Припятской впадины // Методика и результаты геолого-геофизических нефтепоисковых исследований в Припятском прогибе. Минск, «Наука и техника», 1984, стр. 180–198.

91. Кусов Б. Р. Особенности формирования нефтеносной ангидритовой толщи Полесской площади. Кусов Б. Р., Грибик Я. Г., Слободянюк И. А. // Геология нефти и газа, 1988, №4, стр. 39–41.

92. Кусов Б. Р. Ещё раз о генезисе соленосных толщ в осадочном чехле // Вестник Владикавказского научного центра. Том 7, №1, 2007, стр. 53–55.

93. Кусов Б. Р. Генетические типы соляных куполов. Кусов Б. Р., Дзайнуков А. Б. // Геология нефти и газа, 2008, № 6, стр. 45–49.

94. Кусов Б. Р. Углеобразование. Новый взгляд на известные факты // Отечественная геология, 2010, № 3, стр. 76–80.

95. Кусов Б. Р. Генезис некоторых углеродсодержащих полезных ископаемых (от метана до алмаза) // ИПО СОИГСИ, Владикавказ, 2010. — 164 с.

96. Лаврова Л. Д. Геология Барчинской алмазоносной площади. Лаврова Л. Д., Печников В. А., Петрова М. А. (ЦНИГРИ), Заячковский А. А. // Отечественная геология, 1996, № 12, стр. 20–27.

97. Лазаренков В. Г. Платиновые металлы в нефтяных месторождениях. Лазаренков В. Г., Таловина И. В. // Материалы Всероссийского симпозиума «Геология, генезис и вопросы освоения комплексных месторождений благородных металлов». — М.: ООО «СВЯЗЬ-ПРИНТ» 2002, стр. 174–175.

98. Лапин А. В. Геолого-геохимическая модель формирования уникальных редкометалльных руд месторождения Томтор // Отечественная геология, 1999, № 5, стр. 16–28.

99. Литвин Ю. А. Экспериментальные исследования формирования алмазитов в карбонатно-силикатных расплавах: модельное приближение к природным процессам. Литвин Ю. А., Курат Г., Добоши Г. // Геология и геофизика, 2005, т. 46, № 12, с. 1304–1317.

100. Макаренко Ф. А. Глубинный тепловой поток в локальных нефтегазоносных структурах континентов. Макаренко Ф. А.,

Сергиенко С. И. // Изв. АН СССР, серия геологическая, 1974, № 1, стр. 70–77.

101. Маракушев А. А. Парагенезисы рудных металлов углеводородной специфики. Статья 1. Оксифильные металлы. Маракушев А. А., Панеях Н. А., Русинов В. Л., Зотов И. А. // Геология и разведка, 2007, № 6, стр. 32–40.

102. Маракушев А. А. Парагенезисы рудных металлов углеводородной специфики. Статья 2. Сульфурофильные металлы. Маракушев А. А., Панеях Н. А., Русинов В. Л., Зотов И. А. // Геология и разведка, 2008, № 1, стр. 15.

103. Махнач А. А. Постседиментационные изменения межсоловых девонских отложений Припятского прогиба. Мн.: Наука и техника, 1980. — 220 с.

104. Медведева А. М. Палинологическое изучение нефти. М.: Наука, 1978.

105. Меленевский В. Н. Контактное преобразование угля под воздействием долеритовой дайки. (Кайерканское месторождение, Норильский район) Меленевский В. Н., Фомин А. Н., Конышев А. С., Талибова О. Г. // Геология и геофизика, 2008, т. 49, № 9, стр. 886–893.

106. Методические рекомендации по использованию комплекса физико-химических методов исследования органического вещества пород в нефтепоисковой геохимии. Научный редактор Барташевич О. В. // М.: ВНИИЯГГ, 1979. — 46 с.

107. Методические рекомендации по экспрессному исследованию органического вещества // М.: ВНИГНИ, 1986. — 46 с.

108. Милашев В. А. Геолого-генетическая типизация коренных источников алмаза // Советская геология, 1989, № 10, стр. 34–40.

109. Милешина А. Г. Изменение нефтей при фильтрации через породы. Милешина А. Г., Калинин М. К., Сафонова Г. И. — М.: Недра, 1983. — 175 с.

110. Мирзоев Р. Х. О металлоносности нефтей Западной Туркмении. Мирзоев Р. Х., Гасанов Р. К., Харитонов В. М. // Геология нефти и газа, 1993, № 5, стр. 43–46.

111. Митюхин С. И. Включения в алмазах из кимберлитовой трубки Ботуобинская (Накынское поле, Якутия). Митюхин

- С. И., Специус З. В. //Геология и геофизика, 2005, т. 46, № 12, стр. 1246–1258.
112. Мюллер Г. Диагенез и катагенез глинистых осадков // Диагенез и Катагенез осадочных образований. Под ред. Г. Ларсена и Дж. В. Чилингара. М.: Изд-во МИР, 1971. — 464 с.
113. Нартикоев В. Д. Газы в гранитах зон тектоно-магматической активизации Тихоокеанского сегмента Земной коры. Нартикоев В. Д., Гагишвили Г. М. //Отечественная геология, 1996, № 4, стр. 58.
114. Наумов А. Л. Проблемы поисков залежей нефти и газа на севере Западной Сибири. Наумов А. Л., Онищук Т. М., Дядюк Н. П., Иващенко А. Е., Киргинцева Г. А., Романенков В. А. // Обзорная информация. Серия «Нефтегазовая геология и геофизика». М.: ВНИИОЭНГ, 1986. — 56 с.
115. Неручев С. Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1969. — 240 с.
116. Нечаева О. Л. К вопросу о генетической типизации конденсатов //Геология нефти и газа, 1998, № 7, стр.21-25.
117. Николаев Д. С. К геохимии радиоэлементов залива Кара-Богаз-Гол и промыслов Кара-Богаз-Сульфат. Николаев Д. С., Ефимова Е. И., Окунев Н. С., Дрожжин В. М. — ДАН СССР, 1979, т. 246, № 6, стр. 1471–1474.
118. Океанология. Химия океана. Том 1. Под ред. Моница А. С. М.: Изд-во Наука, 1979. — 518 с.
119. Палажченко О. В. Первые данные о составе включений в алмазе из месторождения им. В. Гриба Архангельской алмазоносной провинции. Палажченко О. В., Гаранин В. К., Веричев Е. М., Головин Н. Н. // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2007, № 3, стр. 27–30.
120. Пальянов Ю. Н. Экспериментальное моделирование мантийных алмазообразующих процессов. Пальянов Ю.Н., Сокол А.Г., Соболев Н. В. // Геология и геофизика, 2005, т. 46, № 12, стр. 1290–1303.
121. Петров Ал. А. Биометки и геохимические условия образования нефтей России // Геология нефти и газа, 1994, №6, стр.13-18.
122. Петров А. И. Геодинамическая модель резервуара с

кремнисто-глинистым коллектором (на примере баженовской свиты Салымского нефтяного месторождения Западной Сибири). Петров А. И., Шеин В. С. // Геология нефти и газа, 1999, № 9-10, стр. 7–14.

123. Петтиджон Ф. Пески и песчаники. Петтиджон Ф., Поттер П., Сивер.Р. — М.: Изд-во Мир, 1976. — 536 с.

124. Пиковский Ю. И. Флюидные плюмы литосферы как модель нефтегазообразования и нефтегазонакопления // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. — М.: ГЕОС, 2002, стр. 254–269.

125. Пиковский Ю. И. Проблема нефтегазообразования: выход из тупика? (к дискуссии о происхождении нефти и газа) // Генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: ГЕОС, 2006, стр. 38–46.

126. Подурушин В. Ф. О влиянии миграционных факторов на фракционирование изотопов углерода в газах верхней части разреза земной коры // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. — М.: ГЕОС, 2002, стр. 338–351.

127. Попков В. И. Зависимость формирования и нефтегазонаосности локальных поднятий Южного Мангышлака от режима развития региональных разломов // Геология нефти и газа, 1980, № 8, стр. 18–21.

128. Попков В. И. Модель резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве. Попков В. И., Рабинович А. А., Туров Н. И. // Геология нефти и газа, 1986, № 8, стр. 27–31.

129. Попович Т. А. Генетические особенности углеводородного состава нефтей Северо-Сахалинского нефтегазонаосного бассейна. Попович Т. А., Кравченко Т. И. // Геология нефти и газа, 1995, № 1, стр. 40–44.

130. Поспелов В. В. Цеолиты нефтесодержащих пород шельфа Южного Вьетнама. Поспелов В. В., Шнип О. А. // Геология нефти и газа, 1995, № 7, стр. 38–42.

131. Прокопьева Р. Г. Гидрохимический метод оценки нефтегазонаосности и его использование в условиях Западной Сибири. Прокопьева Р. Г., Рыльков А. В. // Геология нефти и газа, 1995, № 10, стр. 35–39.

132. Пунанова С. А. Геохимия и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений западного обрамления Прикаспия. Пунанова С. А., Чахмачев В. А., Зонн М. С., Агафонова З. Г. // Геология нефти и газа, 1996, №3, стр. 37–43.
133. Развозжаева Э. А., Углеродистое вещество золоторудного месторождения Сухой Лог (Восточная Сибирь). Развозжаева Э. А., Немеров В. К., Спиридонов А. М., Прокопчук С. И. // Геология и геофизика, 2008, т. 49, № 6, стр. 495–502.
134. Рычанчик Д. В. Особенности внутреннего строения Максовской залежи шунгитовых пород. Рычанчик Д. В., Ромашкин А. Е. // Углеродсодержащие формации в геологической истории. Труды международного симпозиума (2-7 июня 1988 г., Петрозаводск). Петрозаводск, 2000, стр. 73–79.
135. Рябов Н. И. Отчет о геологоразведочных работах на Шуньгском месторождении шунгита за 1932–1933 гг. // Петрозаводск, 1933. Фонды Карельского научного центра РАН.
136. Саркисов Ю. М. Корневая система соляных структур и прогнозирование нефтегазоносности солеродных бассейнов. Саркисов Ю. М., Кудымов В. М. // Отечественная геология, 1992, № 12, стр. 62–69.
137. Сафронов А. Ф. Нафтидопроявления в кимберлитовых трубках и вмещающих породах Якутской алмазоносной провинции. Сафронов А. Ф., Зинчук Н. Н., Каширцев В. А., Конторович А. Э., Бондарев Э. А., Зуев И. Н., Чалая О. Н. // Геология и геофизика, 2005, т. 46, № 2, стр. 151–159.
138. Сенникова Н. В. Геохимические критерии нефтегазоносности мезозойских, палеозойских и вендских отложений Степного Алтая и его горного обрамления. Сенникова Н. В., Фомин А. Н., Данилова В. П., Иванова Е. Н., Конторович А. Э., Костырева Е. А. // Геология и геофизика, 2005, т.46, № 6, стр. 652–666.
139. Сидоренко Св. А. Органическое вещество в осадочно-метаморфических породах докембрия. Сидоренко Св. А., Сидоренко А. В. Труды ГИН АН СССР. М.: Наука, 1975.
140. Словарь по геологии нефти и газа, Л.: Недра, 1988. — 688 с.
141. Смирнов В. Г. Визейские и верейские эрозионные врезы

— перспективные объекты на поиски залежей нефти и газа // Геология нефти и газа, 1994, № 7.

142. Соболев В. Н. Коэсит как индикатор серхвысоких давлений в континентальной литосфере // Геология и геофизика, 2006, т. 47, № 1, стр. 59–104.

143. Соболев Н. В. Особенности состава и парагенезиса гранатов ультравысокобарических известково-силикатных метаморфических пород Кокчетавского массива (Северный Казахстан). Соболев Н. В. Шертл Г. П., Нойзер Р. Д. // Геология и геофизика, 2006, т. 47, № 4, стр. 521–531.

144. Созанский В. И. Геология и генезис соленосных образований. — Киев: Наукова думка, 1973. — 195 с.

145. Соколов В. Я. О некоторых причинах пропуска продуктивных горизонтов при поисках залежей нефти и газа // Геология нефти и газа, 1983, № 2, стр. 43–48.

146. Соловьёв Б. А. Зональный прогноз нефтегазоносности девонского (эмско-нижнефранского) комплекса юга Оренбургской области. Соловьёв Б. А., Подкорытов Н. Г., Левшунова С. П., Карнаухов С. М. // Геология нефти и газа, 1998, № 5, стр. 21–29.

147. Соловьёва А. Б. Органическое вещество шунгитовых пород. Соловьёва А. Б., Рожкова Н. Н., Глаголев Н. Н., Зайченко Н. А. // Углеродсодержащие формации в геологической истории. Труды международного симпозиума (2-7 июня 1988 г., Петрозаводск). Петрозаводск, 2000, стр. 131–139.

148. Сомин М. Н. Главные черты строения доальпийского основания Большого Кавказа // Большой Кавказ в альпийскую эпоху. Под ред. Ю. Г. Леонова. — М.: ГЕОС, 2007, стр. 15–38.

149. Спроул Р. Современная физика. Квантовая физика атомов, твердого тела и ядер. М.: Наука, 1974. — 592 с.

150. Стасова О. Ф. Типы нефтей юрских резервуаров юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Стасова О. Ф., Ларичев А. И., Ларичкина Н. И. // Геология нефти и газа, 1998, № 7, стр. 4–11.

151. Степанов В. П. Листрические разломы — новые структурные зоны осадочного чехла Татарии. Степанов В. П., Павлова Л. П., Абдуллин Н. Г., Ненароков С. Ю. // Геология нефти и

газа, 1990, № 8, стр. 6–10.

152. Страхов Н. М. Основы теории литогенеза. Том 1. М.: Изд-во АН СССР, 1960.

153. Тажиазарова Н. А. Роль миграционных процессов в формировании нефтяных залежей Южного Мангышлака // Геология нефти и газа», № 5, 2008, стр. 27–30.

154. Терещенко А. Н. Закономерности образования асфальтовых битумов на Алданской антеклизе // Труды ЗапСибНИГНИ, № 138, 1978, стр. 107–110.

155. Тимесков В. А. Минерально-сырьевая база графита, пути расширения и освоения (на примере месторождения Союзное) Тимесков В. А., Кузнецов О. Б., Кузнецова В. Г., Лузин В. П., Лузина Л. П., Алексеенко О. Н., Черепанов А.А. // Отечественная геология, 2009, № 1, стр. 62–68.

156. Тимофеев А. А. Эволюция угленакопления на территории СССР. Тимофеев А. А., Череповский В. Ф., Шарудо И. И. М.: Недра, 1979. — 220 с.

157. Тимурзиев А. И. Строение и формирование резервуаров и ловушек в доюрском комплексе Мангышлака //Геология нефти и газа, 1989, № 9, стр. 16–21.

158. Трофимов В. А. Глубинные сейсмические исследования МОГТ как инструмент оценки перспектив нефтегазоносности и поисков крупных скоплений углеводородов // Геология нефти и газа», № 4, 2008, стр. 55–62.

159. Тучкова М. И. Литология нижнее-среднеюрских отложений Большого Кавказа //Большой Кавказ в альпийскую эпоху. Под ред. Ю. Г. Леонова. — М.: ГЕОС, 2007, стр. 141–214.

160. Тюменцев В. Л. Особенности засоления межсолевых отложений Березинской площади. Тюменцев В. Л., Коротаев А. И. — ДАН БССР, 1980, т. 24, № 9. стр. 840–843.

161. Углеродсодержащие формации в геологической истории. Труды международного симпозиума (2-7 июня 1988 г., Петрозаводск). Петрозаводск: Карельский научный центр РАН, 2000. — 250 с.

162. Угольная база России. Том V1. Основные закономерности углеобразования и размещения угленосности на территории России. М.: ООО «Геоинформмарк», 2004. — 779 с.

163. Уилсон Дж. Л. Карбонатные фации в геологической истории. Пер. с англ., М.: Недра, 1980. — 463 с.
164. Улыбин О. А. Роль разломов в формировании скоплений УВ и сопутствующих им АВПД (на примере Тимано-Печёрской и Западно-Сибирской плит). Улыбин О. А., Трунов В. П. // Геология нефти и газа, 1992, № 11, стр. 28–30.
165. Успенский В. А. Введение в геохимию нефти. Л., Недра, 1970. — 312 с.
166. Филиппов М. М. Генетические признаки формирования месторождений шунгитовых пород Карелии. Филиппов М. М., Ромашкин А. Е. // Углеродсодержащие формации в геологической истории. Труды международного симпозиума (2-7 июня 1988 г., Петрозаводск). Петрозаводск, 2000, стр. 58–66.
167. Филиппов М. М. Состав органического вещества антраксолитов и шунгитовых пород протерозоя Карелии. Филиппов М. М., Ромащкин А. Е. // Углеродсодержащие формации в геологической истории. Труды международного симпозиума (2-7 июня 1988 г., Петрозаводск). Петрозаводск, 2000, стр. 80 — 86.
168. Харьков А. Д. Геолого-генетические основы шлихо-минералогического метода поисков алмазных месторождений. Харьков А. Д., Зинчук Н. Н., Крючков А. И. — М.: Недра, 1995. — 348 с.: ил.
169. Харьков А. Д. История алмаза. Харьков А. Д., Зинчук Н. Н., Зуев В. М. — М., «Недра», 1997. — 601 с.: ил.
170. Хасанов Р. Р. Петрографические типы визейских углей Камского бассейна. Атлас. Хасанов Р. Р., Кизильштейн Л. Я., Гафуров Ш. З. и др., Казань, Изд. Казанского ун-та, 2001. — 176 с.
171. Херманн Дж. Возраст метаморфизма алмазоносных пород: $u\text{-}pb$ $shrimp$ изотопное датирование цирконов Кокчетавского массива Херманн Дж., Рубатто Д., Корсаков А. В., Шацкий В. С. // Геология и геофизика, 2006, т. 47, № 4, с. 513–520.
172. Хёфс Й. Геохимия стабильных изотопов. М.: Мир, 1983. — 200 с.
173. Хисамов Р. С. Геология и ресурсы Камского угольного бассейна на территории Республики Татарстан. Хисамов Р. С.,

Гатиатуллин Н. С., Гафуров Ш. З., Хасанов Р. Р. Под редакцией Хисамова Р. С. — Казань, изд. «ФЭн» Академии наук РТ, 2009. — 159 с.

174. Чахмачев В. А. Геохимические показатели биогенной природы нефтидов. Чахмачев В. А., Карцев А. А., Прасолов Э. М. // Геология нефти и газа, 2005, № 1, стр. 47–52.

175. Чебаненко И. И. Нефть и газ в докембрии Днепровско-Донецкого авлакогена. Чебаненко И.И., Краюшкин В.А., Клочко В. П., Евдошук Н. И., Довжок Т. Е., Гладун В. В. // Геология нефти и газа, 2004, № 2, стр. 27–36.

176. Черкасов Г. Н. Структурный контроль в распределении проявлений россыпных алмазов в поле Сибирского кратона и алгоритм поиска их коренных источников. Черкасов Г.Н., Сержантова Е. А. // Геология алмазов — настоящее и будущее (геологи к 50-летию юбилею г. Мирный и алмазодобывающей промышленности России). — Воронеж: Воронежский государственный университет, 2005, стр. 200–214.

177. Честер Р. Геохимические критерии различия карбонатных пород рифовых и нерифовых фаций // Геология и нефтегазоносность рифовых комплексов. М.: Мир, 1968, стр. 270–292.

178. Чистовский А. И. Минерализация погребенных вод как показатель времени формирования нефтяных залежей // Геология нефти и газа, 1984, № 6, стр. 41–43.

179. Чистякова Н. Ф. Гидрохимические показатели условий формирования залежей УВ (на примере Западно-Сибирского нефтегазозносного бассейна). Чистякова Н. Ф., Рудкевич М. Я. // Геология нефти и газа, 1993, № 5, стр. 29–33.

180. Шакиров Н. З. О структурных условиях размещения формирования верейско-башкирских залежей нефти юго-востока Татарии. Шакиров Н. З., Мельников С. Н. // Геология нефти и газа, 1980, № 8, стр. 6–10.

181. Шахновский И. М. Залежи углеводородов неантиклинального типа Припятско-Донецкого авлакогена. Шахновский И. М., Довганюк В. И., Карташ Н. К., Кибаш М. Ф., Порошин В. Д., Романович И. С., Салажев В. М., Чайко Н. Н. — М.: Наука, 1986. — 78 с.

182. Шацкий В. С. Некоторые аспекты метаморфической эволюции ультравысокобарических известково-силикатных пород Кокчетавского массива. Шацкий В. С., Рагозин А. Л., Соболев Н. В. // Геология и геофизика, 2006, т. 47, № 1, стр. 105–118.
183. Шацкий В.С. Поведение несовместимых элементов в процессе ультравысокобарического метаморфизма (на примере пород Кокчетавского массива) Шацкий В.С., Ситникова Е. С., Козьменко О. А., Палесский С. В., Николаева И. В., Заячковский А. А. // Геология и геофизика, 2006, т. 47, № 4, стр. 485–498.
184. Шеин В. С. Геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальнего Востока. Шеин В. С., Игнатов В. А. — М.: ВНИГНИ, 2007. — 296 с. — ил. 74. — табл. 20.
185. Шило Н. А. Витватерсранд. Физика рудогенеза // Известия секции наук о земле РАЕН, 2008, вып. 16, стр. 3–12.
186. Ширяев А. А. Химические, оптические и изотопные особенности волокнистых алмазов из Бразилии. Ширяев А. А., Израэли Е. С., Хаури Э. Г., Захарченко О. Д., Навон О. // Геология и геофизика, 2005, т. 46, № 12, стр. 1207–1222.
187. Шкодзинский В. С. Генезис алмаза в кимберлитах и лампроитах. Шкодзинский В. С., Зайцев А. И. // Литосфера, 2006, № 1, стр.102–112.
188. Шкодзинский В. С. Генезис кимберлитов и алмаза. Якутск: «Медиа-холдинг Якутия», 2009. — 352 с.
189. Шнип О. А. Геологическое строение и нефтегазоносность Зондского шельфа. Шнип О. А., Поспелов В. В. // Геология нефти и газа, 1997, № 8, стр. 32–37.
190. Шустер В. Л. Нефтегазоносность кристаллического фундамента // Геология нефти и газа, 1997, № 8, стр. 17–19.
191. Шушканова А. В. Фазовые отношения при плавлении алмазообразующих карбонат-силикат-сульфидных систем. Шушканова А. В., Литвин Ю. А. // Геология и геофизика, 2005, т. 46, № 12, стр. 1335–1344.
192. Шушканова А. В. Экспериментальные исследования сульфид-силикат-карбонат-углеродных систем в связи с проблемой генезиса алмаза // Автореферат диссертации на со-

искание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Москва, МГУ, 2007.

193. Эспиталье Дж. Оценка нефтеносности с помощью прибора Rock-Eval с компьютером. Эспиталье Дж., Дроует С., Маркуис Ф. // Геология нефти и газа, 1994, № 1.

194. Ягубянец Т. А. Морфоструктурный анализ угольных залежей. М.: Недра, 1988. — 126 с.

195. Якуцени С. П. Металлы в нефтях и конденсатах Польши. Якуцени С. П., Кудрявцева Е. И. // Геология нефти и газа, 1998, №3, стр. 44–46.

Научное издание

КУСОВ БАТРБЕК РАМАЗАНОВИЧ

ГЕНЕЗИС НЕКОТОРЫХ УГЛЕРОДСОДЕРЖАЩИХ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ
(ОТ МЕТАНА ДО АЛМАЗА)

Издание второе, дополненное

E-mail: bkusov@yandex.ru

Книга издана в редакции автора

Компьютерная верстка *Черная А.В.*

Подписано в печать 17.01.12.

Формат бумаги 60×84 $\frac{1}{16}$. Гарнитура «Мурιά». Усл. п.л. 11,2.

Заказ № 942. Тираж 400 экз.

Отпечатано ИП Цопановой А.Ю.

362000, Владикавказ, пер. Павловский, 3.